

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DEL CÁLCULO DE
INGRESO ADICIONAL POR POTENCIA GENERADA EN EL
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ARTURO FERNANDO OLIVERA CASTAÑEDA

**PROMOCIÓN
1980 - I**

LIMA – PERÚ

2005

DEDICATORIA

A mis Padres:
Gracias a su esfuerzo y
dedicación he podido estudiar
y culminar la profesión.

**APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL INGRESO
ADICIONAL POR POTENCIA GENERADA EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL**

SUMARIO

En el primer capítulo se desarrolla la modalidad bajo la cual se remunera la potencia en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, tanto antes de la modificación de la Ley y su Reglamento como después. Se revisa las diversas normas legales que se han dado al respecto, y se describe el mercado eléctrico del Sistema Interconectado Nacional.

En el segundo capítulo se explica el marco legal vigente que sirve de base para el proceso de transferencia de potencia, como son los aspectos referidos al cálculo del Egreso y el Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema, analizándose los procedimientos técnicos que se aplican.

En el tercer capítulo se analiza el procedimiento N° 29 "Cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada", verificando su concordancia con el artículo N° 113 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Se simula la aplicación del procedimiento N° 29 al periodo mayo 2001 a abril 2002, con la finalidad de detectar problemas en su aplicación.

En el cuarto capítulo se analiza los resultados obtenidos en la aplicación del procedimiento N° 29 a fin de proponer modificaciones en el procedimiento y/o Reglamento de la Ley, y en las conclusiones se explican los problemas encontrados. En las recomendaciones planteamos la modificación del artículo N° 113° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, con lo cual se da solución a los problemas encontrados.

INDICE

PROLOGO	1
INTRODUCCION	2
CAPITULO I	4
LA REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA	4
1.1 Antecedentes	4
1.1.1 El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	4
1.1.2 Marco Legal Peruano	8
1.2 Remuneración de la Potencia	9
1.2.1 Antes de la modificación de la Ley y el Reglamento	9
1.2.2 Después de la modificación de la Ley y el Reglamento	12
1.3 Mercado Eléctrico del SEIN	15
1.4 Remuneración de las Empresas Generadoras	17
CAPITULO II	20
LA REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA GENERADA POR LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN LAS TRANSFERENCIALES MENSUALES DE POTENCIA.	20
2.1 Marco Legal	21
2.2 Proceso de cálculo de la transferencia por potencia generada y cálculos de las transferencias mensuales de potencia en el SEIN.	21
2.2.1 Cálculo del Egreso por compra de potencia.	22
2.2.2 Ingreso Adicional por Potencia Generada.	24

CAPITULO III	28
REVISIÓN Y APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO N°29	
DEL COES-SINAC	28
3.1 Procedimiento de cálculo del ingreso adicional por potencia Generada al período mayo 2001 a abril 2002.	28
3.2 Aplicación del procedimiento de cálculo del ingreso adicional por potencia generada al período mayo 2001-abril 2002.	32
3.2.1 Generación horaria prevista del período mayo 2001 a abril 2002.	33
3.2.2 Factores de pérdidas de barra.	34
3.2.3 Montos mensuales previstos de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN.	34
3.2.4 Factores de Distribución Horario del precio de potencia.	35
3.3 Cálculo de la Proyección de Ingresos por potencia generada en el sistema.	36
3.3.1 Proyección de las máximas demandas mensuales del período mayo-abril.	37
3.4 Ingresos adicionales por potencia generada provisionales mensuales para el cálculo del valor económico de las transferencias de potencia.	39
3.5 Liquidación anual de los ingresos adicionales por potencia generada.	51
3.5.1 Del numeral 8.3.1	52
3.5.2 Del numeral 8.3.2	58
3.5.3 Del numeral 8.3.3	58

CAPITULO IV	60
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL PR N°29 DEL COES-SINAC	60
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	69
ANEXOS	
A. NORMATIVIDAD EN LA REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA.	
B. DECRETO SUPREMO DS-004-99-EM.	
C. RESOLUCIÓN MINISTERIAL RM-322-2001-EM.	
D. GENERACIÓN POR BLOQUE HORARIO PREVISTA PARA EL PERÍODO MAYO 2001-ABRIL 2002. FACTORES DE PÉRDIDAS PREVISTOS.	
E. FACTORES DE DISTRIBUCIÓN DEL PRECIO HORARIO DE LA POTENCIA.	
F. DETERMINACIÓN DE LOS MONTOS MENSUALES PROVISIONALES DEL INGRESO ADICIONAL POR GENERADA EN EL SISTEMA.	
G. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 113º DEL REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS.	
H. PRODUCCIÓN HORARIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DEL SEIN DEL PERÍODO 01 MAYO 2001 AL 30 ABRIL 2002.	
I. FACTORES DE PERDIDA DE BARRA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DEL SEIN EN EL PERÍODO 01/05/2001 AL 30/04/2002.	
J. REMUNERACIÓN POR POTENCIA	
BIBLIOGRAFIA	

PROLOGO

**APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL INGRESO
ADICIONAL POR POTENCIA GENERADA EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL**

Con la modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas y de su Reglamento la remuneración de la potencia sufrió cambios conceptuales, antes sólo se remuneraba la potencia firme, con las modificaciones en la normatividad no sólo se remunera la potencia firme, sino también la potencia que generan las plantas. Esta modificación permite brindar una señal con la cual se quiere premiar a las centrales más eficientes.

La remuneración de la potencia por efecto de la potencia que produzcan las unidades de generación se denomina Ingreso Adicional por Potencia Generada del Sistema y su aplicación entró en vigencia a partir de mayo de 2003, los cálculos de este Ingreso se encuentran estipulados en el Artículo 113° del Reglamento y en el Procedimiento N° 29 del COES.

Al analizar detalladamente la metodología de cálculo se ha encontrado deficiencias e inconsistencias, para evidenciarlas se ha determinado el Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema para el periodo Mayo 2001 – Abril 2002. En base a los resultados obtenidos, en el presente trabajo, se propone un proyecto de modificación del Artículo 113° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas con el cual se logre corregir las deficiencias encontradas, lo que a su vez implicaría una posterior modificación del Procedimiento N° 29 del COES.

INTRODUCCION

Con la dación de la Ley N° 26980 (publicada el 26.09.1998), se modificaron diversos artículos y la definición anexa en la Ley de Concesiones Eléctricas, que además estableció el procedimiento de transición. Su reglamentación debería ser aprobada mediante Decreto Supremo (DS) refrendado por el Ministro de Energía y Minas (MEM) en un plazo no mayor de 60 (sesenta) días.

A fines del año 1998 el MEM, prepublicó un proyecto de modificación del Reglamento de la Ley, y solicitó a las empresas de generación y el COES-SICN analizar y evaluar el impacto económico de dichas modificaciones.

El 20 de marzo de 1999 se publicó el DS-004-99-EM con el cual se modificó el Reglamento de Ley, entre los considerandos de este DS cabe resaltar el siguiente: "Que, las modificaciones antes referidas se orientan a perfeccionar la operación eficiente y económica de los sistemas interconectados, por lo que es necesario establecer criterios y procedimientos para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta, las compensaciones a los propietarios del Sistema Principal y

Secundario de Transmisión, y la valorización de las Transferencias de Potencia entre generadores que conforman un COES, requiriéndose en consecuencia modificar el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM". Las modificaciones implementadas con este DS varían totalmente la forma de remuneración de la potencia, e introduce el concepto de pago por la potencia generada, denominado Ingreso Adicional por Potencia Generada.

El presente trabajo de tesis tiene por finalidad aplicar el Procedimiento N° 29 del COES-SINAC (PR-N° 29), como si estuviese vigente en el período Mayo 2001 – Abril 2002, para de esta forma, al efectuar los cálculos mensuales y la liquidación anual detectar problemas, deficiencias e inconsistencias y, con este sustento, proponer cambios al PR-N° 29 o al Reglamento de la Ley.

Para efectuar los cálculos se ha tenido que establecer premisas y desarrollar metodologías de cálculo. Dada la magnitud de los datos utilizados para la determinación del Ingreso Adicional por Potencia Generada, cabe mencionar que se utilizará información real de producción horaria (MW) de las unidades de generación para el período Mayo 2001 – Abril 2002, que representa una magnitud de 753360 valores puntuales. Los cálculos se han elaborado en Excel. Este trabajo se ha desarrollado en conformidad con el PR-N° 29 y otros procedimientos, así como con la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

CAPITULO I

LA REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA

Antecedentes

1.1.1. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) concentra el mayor porcentaje de la energía eléctrica generada a nivel nacional y suministra energía eléctrica a las áreas de mayor concentración urbana e industrial de los departamentos de Ancash, Abancay, Arequipa, Ayacucho, Cajamarca, Cuzco, Huánuco, Huancavelica, Ica, Junín, Lambayeque, La Libertad, Lima, Moquegua, Piura, Puno, Tacna y Tumbes.

Actualmente la capacidad efectiva de generación de potencia eléctrica del SEIN es de 4381.4 MW, de la cual el 61.4% corresponde a generación hidroeléctrica y 38.6% a generación termoeléctrica.

En el año 2000 la máxima demanda a nivel de generación fue 2621 MW y la producción de energía anual ascendió a 17634 GWh; en el año 2001 la máxima demanda se incrementó a 2792 MW y la energía fue de 18457 GWh.

De acuerdo a las normas legales vigentes la entidad encargada de coordinar la operación del Sistema Eléctrico es el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), cuyas principales funciones son:

Planificar la operación de las instalaciones de generación/transmisión con el objetivo de minimizar el costo de operación y racionamiento en el corto y mediano plazo.

Valorizar las transferencias de Potencia y Energía entre los Empresas Integrantes de COES.

Presentar una Propuesta Tarifaria semestral a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión Energía (OSINERG-GART).

Actualmente el COES esta conformado por las empresas de generación y transmisión mostradas en el Cuadro N° 1.1.

Para el período Mayo 2001 a Abril 2002, el SEIN se encontraba conformado por las unidades de generación resumidas en el Cuadro N° 1.2. Estas unidades tienen derecho a percibir remuneración por potencia en las transferencias mensuales por potencia.

Empresa	Tipo	Potencia (MW)	%
CAHUA- CNP-ENERGÍA	Generador	110.3	2.5
EDEGEL	Generador	1001.3	22.9
EGENOR	Generador	542.5	12.4
EGEMSA	Generador	102.8	2.3
EGASA	Generador	324.2	7.4
EGESUR	Generador	61.3	1.4
ELECTROANDES	Generador	173.9	4.0
ELECTROPERU	Generador	859.0	19.6
EEPSA	Generador	145.9	3.3
ETEVENSA	Generador	328.1	7.5
ENERSUR	Generador	364.6	8.3
ETECEN	Transmisión		
ETESSELVA	Transmisión		
ETESUR	Transmisión		
REDESUR	Transmisión		
TERMOSELVA	Generador	156.6	3.6
TRANSMANTARO	Transmisión		
SAN GABAN	Generador	146.4	3.3
SHOUGESA	Generador	63.6	1.5

Cuadro 1.1
Capacidad efectiva de las empresas de generación

EMPRESA	Hidráulica	Térmica
ELECTROPERU	2	2
EDEGEL	7	6
CAHUA-EP	3	4
VENTANILLA		4
EEPSA		6
EGENOR	2	28
SHOUGESA		4
ELECTROANDES	4	
TERMOSELVA		2
EGASA	6	10
EGEMSA	2	7
EGESUR	2	6
ENERSUR		7
SAN GABAN	1	24
TOTAL	29	110

Cuadro 1.2
Unidades de generación del SEIN
Mayo 2001/Abril 2002

Cabe remarcar que en Cuadro 1.2, las unidades hidráulicas equivalen a la central en su conjunto y para las unidades térmicas corresponderá al grupo de generación.

Durante el período Mayo 2001 a Abril 2002 se produjeron modificaciones (ingreso/retiro de unidades) en el equipamiento de generación del SEIN, que se muestran en el Cuadro 1.3.

Fecha	Equipo
21.05.2001	Retiro de unidades TG-1 y TG-2 de la C.T. Ventanilla (ETEVENSA)
07.06.2001	Ingreso a operación del G-1 de la C.H. Machupicchu (EGEMSA)
23.06.2001	Retiro temporal de la unidad TV-1 (carbón) de la C.T. Ilo2 (ENERSUR)
01.07.2001	Ingreso del G-2 de la C.H. Machupicchu.
05.09.2001	Ingreso grupo Cummins de la C.T. San Nicolás (SHOUGESA)
20.10.2001	Ingreso del G-2 de la C.H. Machupicchu.
09.12.2001	Reingreso a operación de la unidad TV-1 (carbón) de la C.T. Ilo2 (ENERSUR)
03.04.2002	Retiro de la unidad Cooper 8 de la C.T. Verdun (EPPSA)

Cuadro 1.3
Modificaciones en el equipamiento del SEIN
Mayo 2001/Abril 2002

1.1.2. Marco legal peruano

Las actividades del sector eléctrico en el Perú están regidas por el Decreto Ley DL N° 25844, la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento el DS 009-93-EM. Estos dispositivos legales disponen la libertad empresarial para invertir en el negocio eléctrico en un marco de competencia y libre mercado.

De acuerdo a la normatividad el sector eléctrico esta dividido en tres actividades: generación, transmisión y distribución. El Estado se reserva la actividad reguladora del sector.

En la actividad de generación se establecen condiciones de competencia, de tal forma que se disponen los medios adecuados para la

operación coordinada de las empresas generadoras, garantizando la cobertura de la demanda a mínimo costo.

Para la transmisión se tienen los mecanismos adecuados para su uso compartido, garantizando el libre acceso de las redes de transmisión a las empresas generadoras.

Los organismos técnicos definidos por el marco legal vigente y sus funciones básicas se resumen en el Cuadro 1.4.

Organismo	Función
Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad	Política Sectorial Normatividad
Comité de Operación Económica	Coordinación de la Operación
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)	Fiscalización
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG	Regulación Tarifaria

Cuadro 1.4
Organismos del Marco Legal

Remuneración de la Potencia

1.1.3. Antes de la modificación de la Ley y el Reglamento

La Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 publicada el 19 de noviembre de 1992 (en adelante la Ley), en su anexo de definiciones estipulaba la siguiente para la Potencia Firme:

“Potencia Firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento. En cada COES, la suma de la

potencia firme de sus integrantes no podrá exceder a la máxima demanda del sistema interconectado”.

En el Reglamento de la Ley vigente (Decreto Supremo 009-93-EM), publicado el 25 de febrero de 1993 (en adelante el Reglamento), se establecía el procedimiento de cálculo de la Potencia Firme de las unidades hidráulicas y térmicas; así como también lo referido a las transferencias de potencia.

En el Artículo 109° del Reglamento se refería al procedimiento de cálculo de las transferencias de potencia entre generadores, este Artículo señalaba:

“La transferencia total de potencia de punta entre un integrante del COES y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de Potencia de Punta y su Potencia Firme”.

La demanda de potencia de punta de un integrante será calculada por el COES, considerando la demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico, las pérdidas de transmisión y una estimación del factor de diversidad.

Por hora de punta se entenderá aquella hora del año en la cual se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico. La máxima demanda media horaria de potencia del sistema eléctrico, así como el período más probable de ocurrencia de la hora de punta, serán estimados por el COES antes del primero de enero de cada año.

La Potencia Firme de un integrante será calculada como la suma de las potencias firmes de sus propias unidades generadoras y la de aquellas que tenga contratadas con terceros.”

Las transferencias de potencia de los integrantes del COES (Generadores) estaban referidas a la diferencia del total de los consumos de sus clientes en la hora de máxima demanda anual del sistema eléctrico, incluyendo las pérdidas de transmisión, y la potencia firme del generador (la propia más la contratada a terceros). Como esta enunciado, la suma de las potencias firmes de los integrantes no podía exceder a la máxima demanda anual, entonces todas las unidades de generación tenían derecho a percibir ingresos por transferencia de potencia firme.

Dado que se efectuaba el cálculo de la Potencia Firme en enero de cada año, con una máxima demanda anual estimada, al concluir el año calendario, una vez conocida la máxima demanda real, se efectuaba un recálculo de la Potencia Firme (teniendo en cuenta, la demanda de energía en el período junio-noviembre, la indisponibilidad fortuita de las unidades de generación térmica del año transcurrido, variaciones en el equipamiento de generación, entre otras variables).

El procedimiento establecido por la reglamentación no fomentaba la eficiencia del equipamiento de generación ya que, como todas las unidades de generación tenían derecho a percibir remuneración en las transferencias de potencia, se podía dar el caso de instalar unidades de generación antiguas con bajos rendimientos que aún no siendo convocadas al despacho (por su elevado costo de generación) tuvieran ingresos por potencia, con lo cual se disminuía los ingresos de las unidades más eficientes. Adicionalmente, al tener unidades térmicas con altos costos de generación se podía provocar un incremento del precio básico de la energía a los clientes regulados.

1.1.4. Después de la modificación de la Ley y el Reglamento

Por las razones antes expuestas el MEM estimó por conveniente modificar la remuneración por potencia de las unidades de generación, por lo cual fue necesario modificar no sólo el Reglamento sino también la Ley.

El 27 de setiembre de 1998 se promulgó la Ley N° 26980, que en su Artículo Segundo modificó la definición de Potencia Firme del anexo de Definiciones del Decreto Ley N° 25844, en los siguientes términos:

“Potencia Firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento”.

En el Cuarto Artículo del citado Decreto Ley se estableció que el Reglamento de esta Ley debería ser aprobado mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas en un plazo no mayor de sesenta días.

Mediante el D.S. N° 004-99-EM publicado el 20 de marzo de 1999 se modificó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, estableciéndose un cambio en el procedimiento de cálculo de la Potencia Firme y de las transferencias de potencia. Se estableció, que para la remuneración por Potencia Firme se tuviera en consideración dos aspectos importantes, que a continuación se describen:

El primero, estaba referido al cálculo de la Potencia Firme, que para el caso de las unidades térmicas es directamente proporcional a la potencia efectiva afectada por la indisponibilidad fortuita y para el caso de las

unidades hidráulicas es el resultado del producto de la Potencia Garantizada¹ por el Factor de Presencia².

El segundo, se relacionaba con la indisponibilidad que afecta la remuneración por Potencia Firme, que garantiza una duración estandarizada de los trabajos de mantenimiento, puesto que de superar los factores anuales y/o mensuales de indisponibilidad programada, las unidades serán consideradas con un costo variable igual al costo de racionamiento en la simulación de flujo de potencia óptimo, con el cual se determina la potencia firme remunerable.

Por lo tanto, en el caso de unidades de generación hidráulica, se podría dar el caso que aún estando la unidad ya operativa, no perciba remuneración por Potencia Firme al haber excedido los límites de disponibilidad de acuerdo al Anexo B del PR-Nº 25; es decir, por razones de prolongados períodos de mantenimiento pueden superarse los factores anuales o mensuales de indisponibilidad. En estos casos, sólo para determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada para la evaluación del mes siguiente con un costo variable igual al Costo de Racionamiento (numeral 8.5.1 del PR-Nº 28 Ingreso Garantizado por Potencia Firme).

Por lo tanto, las indisponibilidades de las unidades de generación, tanto hidráulicas como térmicas, definidas en el Reglamento, se encuentran

¹ Es la suma de la potencia garantizada con el reservorio de regulación horaria más la potencia garantizada como central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la Central. (Definición del Glosario de los Procedimientos COES RM-232-2001-EM/VME).

² El Glosario de Nomenclaturas y Definiciones referido anteriormente, no establece una definición para el Factor de Presencia, una definición podría ser: "Factor que representa la disponibilidad total mensual de la central hidroeléctrica".

directamente relacionadas a los ingresos por potencia firme que estas perciben, estas son: Disponibilidad Fortuita, Disponibilidad Programada e Disponibilidad Parcial.

Como se mencionó, la modificación del Reglamento, varía el procedimiento de cálculo de las transferencias de potencia a que se refiere el Artículo 109°, cuyo texto se indica a continuación:

“El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores integrantes de un COES será determinado tomando en cuenta:

- a) Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema;
- b) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema y;
- c) Egresos por Compra de Potencia al Sistema.

El valor económico de la transferencia de potencia es igual al Ingreso por Potencia, constituido por la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalados en c). Dicho valor se constituirá en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.

Todos los cálculos se efectuarán mensualmente y serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o variables determinados posteriormente al mes del cálculo, deberán contemplarse procedimientos de recálculo.

Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo, pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente, a

todos los integrantes del que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para llevar a cabo la valorización de las transferencias de potencia”.

A partir de mayo de 1999, entró en vigencia las modificaciones del Reglamento. Luego, las transferencias de potencia se calculan en función de: el egreso por compra de potencia al SEIN, los Ingresos por potencia (Ingreso Garantizado por Potencia Firme e Ingreso Adicional por Potencia Generada) y el Ajuste Transitorio.

En el Anexo A del presente trabajo se muestra un esquema de la normatividad con relación a los cambios en la remuneración de la potencia. En el Anexo B se adjunta el DS-004-99-EM.

Mercado eléctrico del SEIN

El SEIN constituye la mayor parte del mercado eléctrico del país, este mercado se ha incrementado con el ingreso reciente de la demanda de la ciudad de Pucallpa, aproximadamente 25 MW, en Agosto de 2002.

En el Cuadro N° 1.5 se muestra la evolución mensual de la demanda de potencia y energía del año 2001 a nivel de generación del SEIN. En la figura N° 1.1 se puede observar la evolución mensual de la demanda máxima de potencia a nivel de generación y la demanda total de clientes (regulados y libres) coincidente.

Mes	Potencia MW	Energía GWh	Factor Carga
Ene	2606.8	1515.5	78.1%
Feb	2623.6	1397.4	79.3%
Mar	2641.8	1549.3	78.8%
Abr	2694.1	1480.2	76.3%
May	2673.2	1551.2	78.0%
Jun	2676.7	1503.6	78.0%
Jul	2685.5	1556.1	77.9%
Ago	2669.8	1563.0	78.7%
Set	2694.1	1541.3	79.5%
Oct	2740.8	1615.6	79.2%
Nov	2770.6	1569.3	78.7%
Dic	2792.2	1620.2	78.0%
Anual	2792.2	18462.8	75.5%

Cuadro 1.5
Demanda Mensual de Potencia y Energía
Del SINAC – año 2001

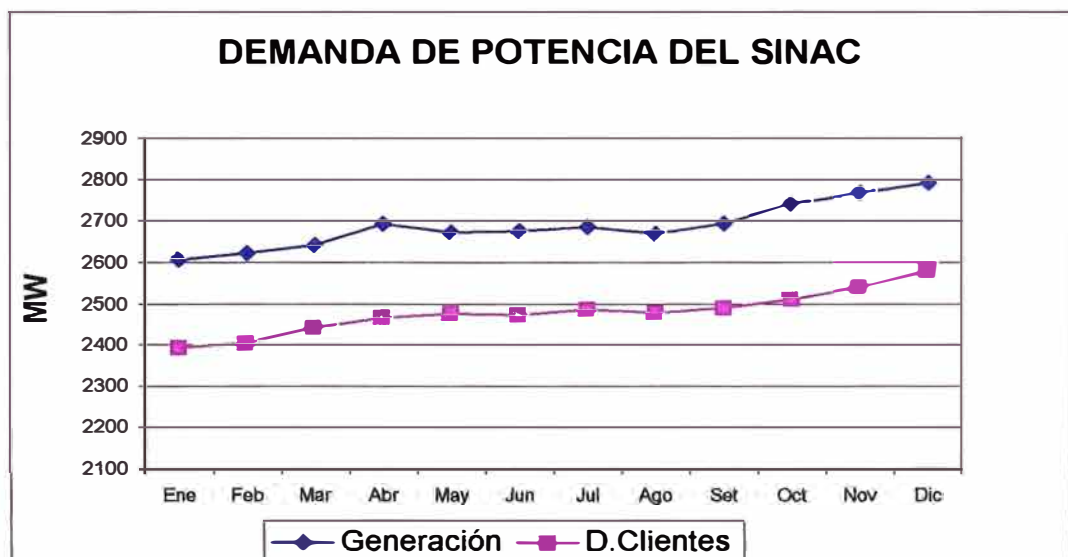


Figura 1.1
Evolución de la Máxima demanda a nivel de generación y la
demanda total coincidente de clientes

El monto total de las transferencias de potencia mensual (cobros) durante el año 2001, que corresponde a los Ingresos Garantizados por Potencia Firme y al Ajuste transitorio, se muestra en el Cuadro 1.6

Mes	Total Transferencias S/.	Total Transferencias US \$
Enero	11,499,091	3,248,331
Febrero	10,735,158	3,049,761
Marzo	10,844,288	3,072,036
Abril	11,022,719	3,070,395
Mayo	10,024,818	2,769,287
Junio	9,255,849	2,636,994
Julio	9,485,981	2,718,046
Agosto	9,890,454	2,842,084
Setiembre	9,994,869	2,872,089
Octubre	10,014,920	2,911,314
Noviembre	9,527,053	2,769,492
Diciembre	9,532,325	2,771,025
Anual	121,827,525	34,730,854

Cuadro 1.6

Valorización de las Transferencias de Potencia del SEIN - Año 2001

Remuneración de las Empresas Generadoras

Las empresas generadoras integrantes del COES perciben ingresos por venta de energía eléctrica (energía y potencia), que provienen a su vez de 3 tipos de mercados. El primero de clientes regulados, en el cual las tarifas son fijadas por el OSINERG-GART. El segundo tipo de mercado corresponde a los denominados clientes libres, en el cual las tarifas se fijan por contratos entre los generadores y los clientes, dentro de este mercado también se incluyen los contratos por venta de energía y/o potencia entre generadores. En el tercer tipo de mercado los ingresos provienen de las denominadas transferencias de energía y/o potencia, denominado

comúnmente mercado Spot para la energía (mercado en el cual la energía se valoriza a su costo instantáneo de generación), ya que la valorización de la energía se efectúa al costo marginal instantáneo, mientras que para las transferencias de potencia se efectúan a precio regulado (precio básico de la potencia).

Antes de mayo de 1999, las transferencias de potencia se hacían sólo en función de la potencia firme de las unidades de generación. A partir de mayo de 1999 las transferencias de potencia ya no sólo dependen de la potencia firme, sino también de la potencia generada (este último concepto recién aparecerá a partir de mayo del año 2003).

Con la finalidad de mostrar con mayor claridad las diferencias de la remuneración por transferencia de potencia con la modificación de la legislación se ha elaborado el Cuadro 1.7.

METODOLOGIA ANTERIOR	METODOLOGIA SEGÚN MODIFICACIÓN
<ul style="list-style-type: none"> • Potencia Firme Anual (cálculo y recálculo). • $\sum P.Firme = Max.Dem.Anual$ • Se remunera a todas las unidades. • Procedimientos para los diversos cálculos sólo aprobados por el Directorio del COES. 	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia Firme Mensual. • $\sum_{i=1}^{NG} P.Firme_i = Max.Dem.Mensual + Reserva$ • Se remunera a unidades más eficientes (Ingresos Garantizados). • Se considera Red de Transmisión. • Se remunera potencia generada (Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN). • Incentivos a la capacidad (por transmisión y de combustible). • Procedimientos para los diversos cálculos deben se aprobados por el MEM.

Cuadro 1.7
Diferencias entre metodologías para transferencias de potencia antes y después de la modificación de la Ley y Reglamento.

En las transferencias de potencia a partir de mayo de 2003, los ingresos por potencia de los generadores tendrán dos componentes, el primero correspondiente a los ingresos garantizados por potencia firme y el segundo a los ingresos por potencia generada en el sistema.

En la figura 1.2 se muestra en forma esquemática como se efectúa el cálculo de las transferencias de potencia, indicándose los procedimientos del COES que son aplicados, así como los artículos del Reglamento en los cuales se basa principalmente el procedimiento.

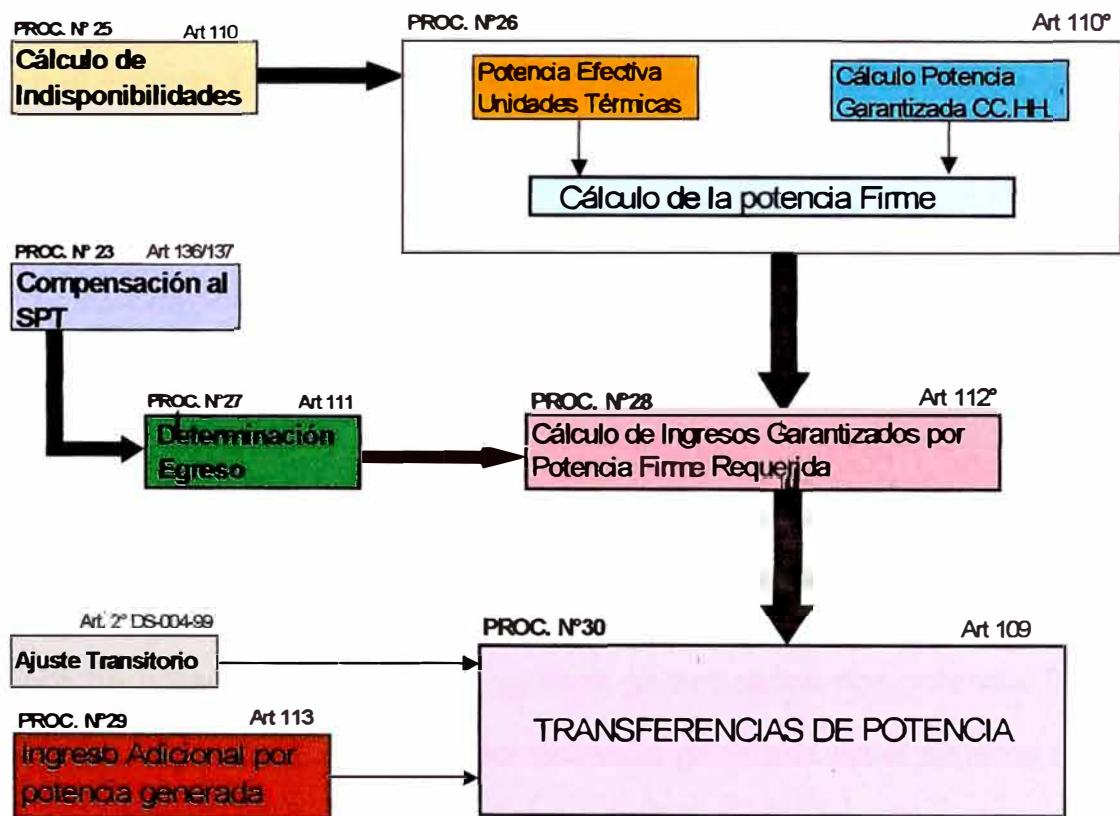


Figura 1.2
Esquema del proceso de cálculo de las Transferencias de Potencia

CAPITULO II

LA REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA GENERADA POR LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN LAS TRANSFERENCIAS MENSUALES DE POTENCIA

2.1. Marco Legal

En el Artículo 113° del Reglamento se estipula el proceso de cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada. Conforme a lo estipulado por este Artículo el COES presentó al MEM el procedimiento detallado de cálculo, para su aprobación.

El MEM aprobó con la Resolución Ministerial RM -322-2001 publicada el 20 de julio de 2001 (se adjunta en el Anexo C la RM-322-2001), un conjunto de procedimientos referidos a la indisponibilidad de las unidades de generación (PR-Nº 25), cálculo de la potencia firme (PR-Nº 26), egresos por compra de potencia (PR-Nº 27), ingresos garantizados por potencia firme (PR-Nº 28), ingresos adicionales por potencia generada en el sistema (PR-Nº 29) y valorización de transferencias de potencia (PR-Nº 30); así como el glosario complementario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC. Los procedimientos aprobados por RM-322-2001 son los siguientes:

PR-N°	Título
25	INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN
26	CALCULO DE LA POTENCIA FIRME
27	EGRESOS POR COMPRA DE POTENCIA
28	INGRESOS GARANTIZADOS POR POTENCIA FIRME
29	INGRESOS ADICIONALES POR POTENCIA GENERADA EN EL SISTEMA
30	VALORIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

2.2. Proceso de Cálculo de las Transferencias por potencia generada y cálculo de las transferencias mensuales de potencia en el SEIN

El proceso para determinar las transferencias mensuales de potencia en un COES se estipulan en el Artículo 109° del Reglamento. En el cual se señala que el valor económico de la transferencia es igual al Ingreso por Potencia, constituido por la suma de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme y por Potencia Generada en el SEIN, menos los Egresos por Compra de Potencia al SEIN.

El proceso para determinar el Egreso por compra de potencia al SEIN, se encuentra precisado en el literal b) del Artículo 111° del Reglamento, que dice:

“b) El Ingreso Disponible para el pago de potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).”

Asimismo, en el literal c)-I del Artículo señalado se estipula:

“I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible

multiplicado por el Factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.”

El cálculo de la transferencia mensual de potencia entre generadores de un COES, requerirá en primera instancia del cálculo del Egreso mensual por compra de potencia. A continuación se explica la metodología de cálculo del Egreso por compra de Potencia conforme al PR-N° 27 del COES.

2.2.1. Cálculo del Egreso por compra de potencia

Egreso por compra de potencia (numeral 8.1 del PR-N° 27) de un generador “k” esta dado por la ecuación:

$$Egreso_k = \left\{ \sum_{i=1}^{NC_k} D_i * (1 - B) * PPM_i \right\} + SaldoPeaje_k \quad (2.1)$$

Donde:

- D_i Demanda Coincidente en el intervalo de la máxima demanda mensual a nivel de generación de los clientes atribuibles a un generador en Barras de Facturación.
- PPM_i Precio de Potencia en Barra de Facturación (en Nuevos Soles/kW-mes), sin incluir peajes.
- NC_k Número de clientes del generador.
- B Factor de incentivo a la contratación (fijado por el MEM).

SaldoPeaje_k: Saldo por Peaje por Conexión determinado de acuerdo al PR-N° 23 del COES - Compensaciones al Sistema Principal de Transmisión.

El Egreso mensual por Compra de Potencia al Sistema (EGRESO), será:

$$EGRESO = \sum_{k=1}^{NG} Egreso_k \quad (2.2)$$

Donde:

NG Número de generadores integrantes del COES.

Entonces, el Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia entre Generadores Integrantes del COES (INGRESO), es:

$$INGRESO = EGRESO \quad (2.3)$$

El monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema (IAPG), se define como:

$$IAPG = INGRESO * A \quad (2.4)$$

Donde:

A Factor de incentivo al despacho (fijado por el MEM).

El monto mensual del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema (IGPF), esta dado por:

$$IGPF = INGRESO - IAPG \quad (2.5)$$

Reemplazando (2.4) se obtiene:

$$\text{IGPF} = \text{INGRESO} - \text{INGRESO} * A \quad (2.6)$$

Al factorizarse se llega a:

$$\text{IGPF} = \text{INGRESO} * (1-A) \quad (2.7)$$

De acuerdo a la normatividad vigente (DS-004-99-EM), el Factor de Incentivo al Despacho tendrá en el futuro los valores que se indican en el Cuadro 2.1.

	Periodo de vigencia	Factor de Incentivo al Despacho
Primer año	Mayo 2003 – abril 2004	10%
Segundo año	Mayo 2005 – abril 2005	20%
Tercer año y siguientes	Mayo 2005 – abril 2006 y años siguientes	30%

Cuadro 2.1
Factor de Incentivo al Despacho

Para los años anteriores (mayo-1999 a abril 2003) el Factor de Incentivo al Despacho es cero (0).

2.2.2. Ingreso Adicional por Potencia Generada

El procedimiento de Cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada (PR-N° 29 del COES), tiene 2 partes principales, la primera parte corresponde al numeral 8.1 “Proyección de Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el SEIN”, que se muestra en forma esquemática en la figura 2.1.

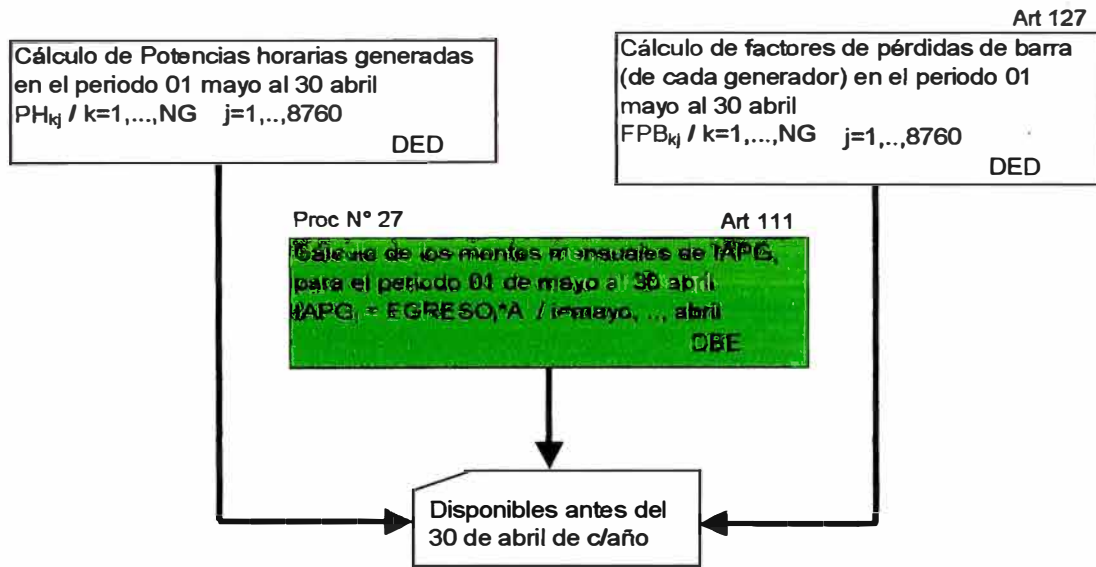


Figura N° 2.1
Proyección de Ingresos Adicionales por potencia generada en el sistema

La segunda parte de este procedimiento (numeral 8.2) referida al cálculo de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada Mensuales para el Cálculo del valor Económico de las Transferencias de Potencia, se muestra en forma esquemática en la figura 2.2.

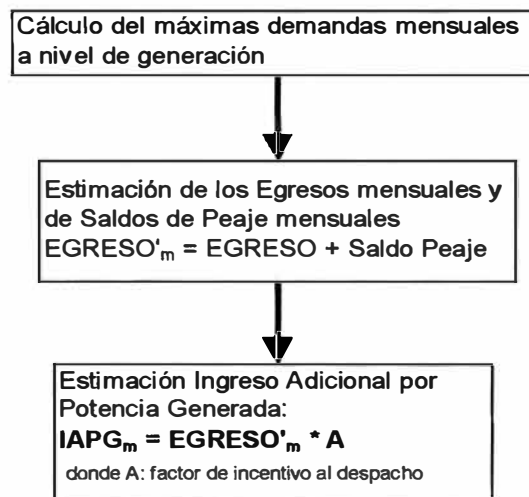


Figura 2.2
Cálculo de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada mensuales previstos

En razón a que el Ingreso Adicional por Potencia Generada es de naturaleza anual, según el PR-N° 29 los ingresos mensuales por este concepto se efectúan utilizando la información real. En este sentido, para cualquier mes dentro del periodo Mayo – Abril, la previsión del Ingreso Adicional por Potencia Generada se efectuará usando la información real (de potencia generada, factores de pérdidas de barra, Egreso mensual, entre otras variables), desde mayo hasta el mes de cálculo, e información proyectada del período comprendido desde el mes siguiente al mes de cálculo hasta Abril (final del período).

De esta forma, para el período anual, se calcula el Factor Constante del Precio Horario de la Potencia (FCPHP), para luego calcular el Ingreso Adicional por Potencia Generada Mensual de cada unidad generadora.

En la figura 2.3 se presenta en forma esquemática el proceso de cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada Mensual de las unidades generadoras.

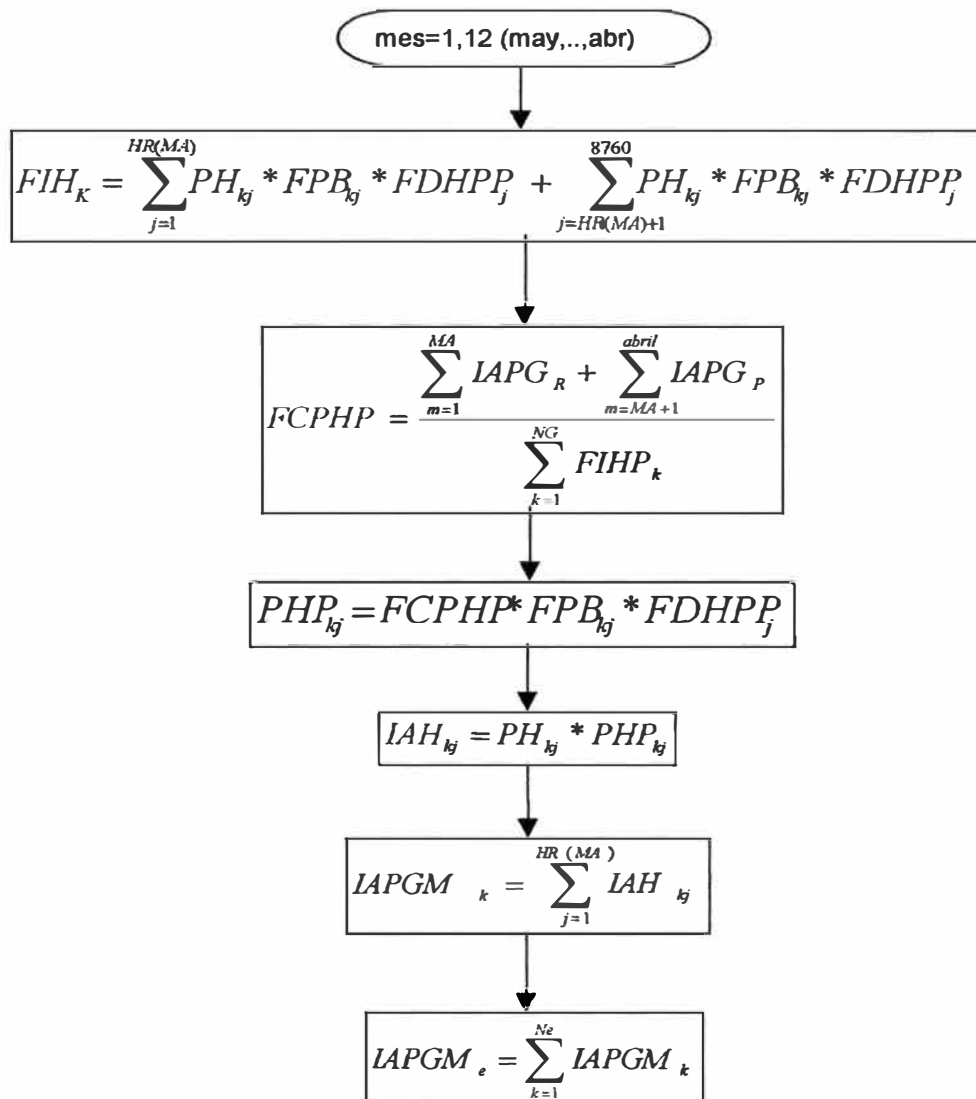


Figura 2.3
Cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada Mensual

CAPITULO III

REVISION Y APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO N° 29 DEL COES-SINAC

En este capítulo se analizará en forma detallada el PR-N° 29 del COES, considerando que debe cumplir lo estipulado por el Artículo 113° del Reglamento. En la parte concerniente a la aplicación del procedimiento N° 29 al período Mayo 2001 a Abril 2002, se determinará los cálculos necesarios, estableciendo de ser necesaria la metodología de cálculo apropiada.

3.1. Procedimiento de Cálculo del Ingreso Adicional por Potencia generada en el sistema del COES

En el procedimiento de Cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada aprobado por el MEM con RM-322-2001 EM/VME del 17 de julio de 2001, se establece de manera general los requerimientos de información que requiere el cálculo del valor económico de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el SEIN, no se ha establecido de manera precisa como se determina la proyección de los Ingresos Adicionales (numeral 8.1),

sólo se indica las áreas responsables de cada cálculo, los cálculos en los cuales no se dan mayores detalles son:

La División de Estudios y Desarrollo (DED) del COES SINAC calculará, antes del 30 de abril de cada año, las Potencias Horarias (PH_{kj}) previstas para cada unidad de generación k , en la hora j , para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente, considerando las restricciones de las redes de transmisión. La DED empleará para tal fin modelos computacionales para el despacho de la generación que consideren un despacho de generación horario.

La determinación de un despacho horario (hora a hora) para un horizonte de un año (Mayo-Abril), el cual comprende dos (2) años hidrológicos, con incertidumbre en la demanda, en la disponibilidad de las unidades de generación (programada y fortuita), costos de combustibles, entre otras variables, es virtualmente imposible. Lo más apropiado es utilizar el despacho esperado resultante de la simulación de la operación para la fijación tarifaria de mayo del año en curso.

Este despacho esperado se hace para bloques horarios mensuales y constituye la información más actualizada que se puede disponer en abril de cada año.

La DED calculará, antes del 30 de abril de cada año, los Factores de Pérdidas de Barra (FPB_{kj}) previstos para cada barra donde está ubicada cada unidad de generación k y para cada una de las horas j del período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril

del año siguiente. Los Factores de Pérdidas de Barra se calculan conforme al Artículo 127° del Reglamento.

La determinación de los Factores de Pérdidas de cada hora del período mayo-abril, implica disponer de los despachos y de las demandas de los cargas con el mismo detalle (horario), lo cual implica un pronóstico de la demanda horaria de las cargas situación que también es prácticamente imposible.

Calcular Factores de Pérdidas para cada hora del período de cálculo del Ingreso adicional (Mayo-Abril), aún disponiendo de la información con el detalle necesario implicaría un tiempo de calculo horario enorme en los análisis de sistema de potencia (flujos de potencia).

Es más práctico y factible la utilización de los despachos por bloque horario indicados en el paso anterior y de las demandas de las cargas para los mismos bloques horarios, pudiéndose calcular los Factores de Pérdidas Calculados mediante análisis de flujo de potencia o también usar la relación de los factores de nodo (entendidos como la relación de los costos marginales de cada barra, entre el costo marginal de la barra de referencia). Esta forma de establecer factores de pérdidas de barra es la que se utiliza actualmente en la determinación de precios de Barra, conforme se precisa en el informe GART/GRT N° 019-2002 “Estudio para la Fijación de Tarifas en Barra periodo Mayo – Octubre 2002” publicado el 29 de abril de 2002. En el numeral 4.4, del referido informe, referido a Factores de Pérdidas a la letra dice:

“Los factores de pérdidas utilizados para expandir los precios de potencia y energía a partir de las barras de referencia se han calculado considerando el despacho económico del sistema. En este sentido, en el caso de los factores de pérdidas marginales de energía se ha utilizado el modelo Perseo que permite una ponderación apropiada de los factores de pérdidas determinados en las diferentes situaciones hidrológicas, para los diferentes meses y para los diferentes niveles de carga en el sistema.”

La División de Transferencias (DTR) del COES SINAC calculará, antes del 30 de abril de cada año, los montos mensuales previstos de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN, para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente, de acuerdo con el Artículo 111º del Reglamento y el PR-Nº 27.

Según el PR-Nº 27 para determinar el monto mensual del Ingreso Adicional se debe determinar el Egreso mensual, para lo cual se debe determinar la máxima demanda mensual a nivel de generación, así como la fecha y hora en la que se produjo el intervalo de punta del mes. Luego para este intervalo se determina la demanda coincidente de los clientes atribuibles a cada generador Integrante del COES en las Barras de Facturación; y con los precios de potencia en cada barra de facturación, sin incluir los peajes por conexión y considerando el Factor de Incentivo a la Contratación, se determina el Egreso mensual.

La determinación de los montos mensuales previstos de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN, para el período anual

comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente, implica conocer la demanda coincidente de los clientes atribuibles a cada generador en cada mes del período considerado, lo cual no es factible.

Se debería establecer una metodología de cálculo de los Egresos mensuales, en el cual no sea necesario conocer las demandas mensuales coincidentes de los clientes. En el presente trabajo de tesis sé esta haciendo el cálculo en base a una formulación uninodal equivalente, esta metodología se desarrolla en detalle más adelante.

En lo relativo a los cálculos de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada provisionales mensuales para el cálculo del valor económico de las transferencias de potencia (numeral 8.2 del procedimiento), se considera que el procedimiento tiene la suficiente precisión, por lo tanto no se hará ningún comentario.

3.2. Aplicación del Procedimiento de Cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada al Periodo Mayo 2001 a Abril 2002

En el presente trabajo se aplica el PR-N° 29 del COES al periodo mayo 2001 a abril 2002, partiendo inicialmente de las condiciones al mes de abril del año 2001 y que se avanza en el tiempo hasta concluir el periodo de evaluación (Mayo-Abril). La finalidad es poder evaluar de forma práctica las dificultades que se encuentren en su aplicación e implementación.

Como se ha mencionado anteriormente, el procedimiento no detalla las metodologías con las cuales se deben obtener valores requeridos en el numeral 8.1. Se explica a continuación como se obtienen las variables siguientes:

3.2.1. Generación horaria prevista del periodo mayo 2001 – abril 2002

Se utiliza los despachos esperados resultantes de la simulación de la operación para la fijación tarifaria de Mayo-2001, que se efectúa utilizando el modelo de simulación de la operación multiembalse y multinodal PERSEO, que minimiza el costo de operación y racionamiento del sistema.

La generación horaria de las centrales se obtiene por bloque horario, la duración de los bloques horarios se resume en el cuadro N° 3.1.

MES	PUNTA	MEDIA	BASE
Enero	128	337	279
Febrero	120	300	252
Marzo	129	336	279
Abril	122	328	270
Mayo	128	337	279
Junio	125	325	270
Julio	124	341	279
Agosto	128	337	279
Septiembre	129	321	270
Octubre	129	336	279
Noviembre	124	326	270
Diciembre	123	342	279

Cuadro N° 3.1.
Duración de los bloques horarios

En el Anexo D, se presenta la generación esperada obtenida por el modelo Perseo, para el período de cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN.

3.2.2. Factores de pérdidas de barra

Se evalúan los factores de pérdidas en todas las barras donde se encuentren ubicadas las unidades de generación.

Estos factores se obtienen como resultado de la relación de los costos marginales esperados de las barras de generación (de cada mes y bloque horario) entre los costos marginales de la barra de referencia (barra Santa Rosa).

En el Anexo D, se muestran los factores de pérdidas de barra obtenidos.

3.2.3. Montos mensuales previstos de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN

Estos montos se evalúan para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente.

Para efectuar los cálculos que requiere este procedimiento se necesita parámetros que son fijados por el MEM. Entre ellos se encuentran: el Factor de Incentivo a la Contratación y el Factor de Incentivo al Despacho.

Estos parámetros fueron fijados con el DS-004-99-EM, en su Artículo Tercero, estos se transcriben en el Cuadro 3.2.

Periodo	Factor de Incentivo al Despacho	Factor de Incentivo a la Contratación
Primer año	0%	5%
Segundo año	0%	4%
Tercer año	0%	3%
Cuarto año	0%	2%
Quinto año	10%	2%
Sexto año	20%	2%
Sétimo y siguientes años	30%	0%

Cuadro 3.2
Parámetros Fijados por el MEM

Cada año comprende los meses de mayo a abril, así el primer año comprende los de mayo de 1999 a abril de 2000 y de la misma forma para los años siguientes.

En el caso concreto del periodo mayo 2001 – abril 2002 los valores que se están considerando son los siguientes:

Periodo	Factor de Incentivo al Despacho	Factor de Incentivo a la Contratación
mayo-2001/abril -2002	10% (*)	3%

(*) el valor para este periodo realmente es cero, pero para fines del presente trabajo sé esta considerando 10%.

3.2.4. Factores de Distribución Horario del Precio de Potencia

Hasta la fecha el MEM no ha fijado este valor a pesar de que según el Artículo 113° del Reglamento se debió haber publicado un año antes de la entrada en vigencia.

El cambio del Reglamento por medio del DS 004-99-EM no fue repentino, el MEM lo hizo de conocimiento de las empresas integrantes y del COES con meses de anticipación, con el propósito de que las empresas presentaran sus comentarios y observaciones para enriquecer la propuesta de cambio del Reglamento. Por ello el MEM efectuó un cálculo preliminar de los Factores de Distribución del Precio Horario de la Potencia. En el Anexo E se muestra estos factores.

3.3. Cálculo de la Proyección de Ingresos por Potencia Generada en el Sistema

Para poder efectuar la proyección de los Ingresos mensuales por Potencia Generada en el SEIN para el período mayo 2001 a abril 2002, es necesario determinar el Egreso mensual, para luego afectarlo por el Factor de Incentivo al Despacho.

Para la determinación del Egreso mensual, según el PR-N° 27 se requiere conocer la demanda de los clientes en el intervalo en que se produjo la máxima demanda mensual a nivel de generación; por lo cual, proyectar el Egreso mensual aplicando el PR-N° 27 implicaría disponer del pronóstico de las demandas máximas de los clientes en cada mes del período de cálculo, lo cual es prácticamente imposible.

Ante la imposibilidad de contar con las demandas mensuales de los clientes y de los precios de potencia en cada barra de facturación para cada mes, para determinar los Egresos mensuales se ha seguido la siguiente metodología:

3.3.1. Proyección de las máximas demandas mensuales del periodo mayo-abril

Con la información histórica de los dos últimos años (2000-2001), se calcula las demandas máximas mensuales a nivel de generación, las cuales se muestran en el Cuadro 3.3.

Mes	MW
May-01	2676.12
Jun	2679.59
Jul	2688.44
Ago	2672.70
Set	2697.06
Oct	2743.85
Nov	2773.64
Dic	2795.29
Ene-02	2743.85
Feb	2770.99
Mar	2825.64
Abr	2850.00

Cuadro 3.3
Máximas Demandas Mensuales a Nivel de Generación

Luego se determina el Egreso mensual considerando la ecuación siguiente:

$$Egreso_j = Max.Dem_j * PPM * (1 - B) * Z \quad (3.1)$$

Donde:

Max.Dem_j: Máxima demanda mensual a nivel de generación.

PPM : Precio de Potencia en la Barra Santa Rosa, sin incluir los peajes por conexión (18.11 N S/./kW-mes, valor de la fijada para Mayo-2001).

B Factor de Incentivo a la Contratación.

Z Promedio anual (Mayo-01/Abril-02) del factor que representa la relación del Egreso total por compra de potencia entre el producto de la máxima demanda a nivel de generación por el complemento del factor de Incentivo a la contratación y el precio de la potencia en la barra Santa Rosa en el mes de cálculo (sin incluir peajes). El valor que se ha estimado es 0.894.

El Ingreso Adicional mensual por Potencia Generada en el SEIN Projectado, será igual al Egreso afectado del Factor de Incentivo al Despacho (10%), los valores se presentan en el Cuadro N° 3.4.

	EGRESO N S/.	IAPG N S/.
May-01	42027674.1	4202767.4
Jun-01	42082229.4	4208222.9
Jul-01	42221211.7	4222121.2
Ago-01	41974062.2	4197406.2
Set-01	42356577.9	4235657.8
Oct-01	43091423.1	4309142.3
Nov-01	43559309.1	4355930.9
Dic-01	43899218.3	4389921.8
Ene-02	43091454.5	4309145.5
Feb-02	43517693.1	4351769.3
Mar-02	44375877.2	4437587.7
Abr-02	44758455.8	4475845.6
May-Abr	516955186.4	51695518.6

Cuadro N° 3.4
Proyección de ingreso adicional por potencia generada

Se presenta con mayor detalle en el Anexo F la metodología de cálculo desarrollada.

3.4. Ingresos Adicionales por Potencia Generada Provisionales Mensuales para el cálculo del Valor Económico de las Transferencias de Potencia

Para la determinación de estos ingresos mensuales se requiere de los datos de la potencia horaria generada real de las centrales de cada mes, desde el mes de mayo hasta el mes actual (el que se esté calculando) y de los factores de pérdidas de barra de las barras donde se conectan las unidades de generación. El Egreso del mes en evaluación se determina aplicando del PR-N° 27, con el precio de potencia vigente.

Los valores del Egreso mensual se han obtenido de los cálculos de las transferencias mensuales de potencia, por lo tanto el Ingreso Adicional mensual por Potencia Generada en el SEIN, se determina afectando este Egreso mensual por el factor de incentivo al despacho que para propósitos de este trabajo es 10%.

A continuación se efectúan los cálculos del Ingreso Adicional mes a mes, empezando por el mes mayo-2001.

Para hacer más fácil el entendimiento de las tablas se han considerado las siguientes abreviaturas:

Máxima demanda real a nivel de generación del mes (MW): MDg

Demanda total de clientes real (coincidente la MDg) del mes (MW): MDc.

Ingreso Adicional por Potencia Generada real en el Sistema en el mes
(Nuevos soles): IAPGm.

Factor constante del Precio horario de potencia: FCPHP

Los resultados de los cálculos del Ingreso Adicional mensual se
muestran a continuación:

a. Mayo 2001

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2673.18	2477.21	4332997.57	18.55

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver
cuadro 3.4.

Empresa	N S/.
EDEGEL	401544.23
CAHUA-EP	58875.53
EGENOR	198283.64
ELECTROANDES	95340.63
ELECTROPERU	489160.03
TERMOSELVA	21594.91
ETV-EEPSA	58280.87
SHOUGESA	691.76
EGASA	91136.78
EGESUR	26339.59
EGEMSA	3063.44
ENERSUR	26268.52
SAN GABAN	41430.02
TOTAL	1512009.95

Cuadro 3.4

Ingreso Adicional por Potencia Generada – Mayo 2001

b. Junio 2001

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2676.649	2473.82	4334545.68	18.41

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver cuadro 3.5.

Empresa	N S/.
EDEGEL	1819124.25
CAHUA-EP	263180.77
EGENOR	1012962.45
ELECTROANDES	434324.97
ELECTROPERU	2371517.68
TERMOSELVA	296328.90
ETV-EEPSA	366305.17
SHOUGESA	0.00
EGASA	328231.91
EGESUR	93309.52
EGEMSA	88814.16
ENERSUR	174583.17
SAN GABAN	219852.43
TOTAL	7468535.38

Cuadro 3.5
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Junio 2001

c. Julio 2001

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2685.49	2486.13	4364258.77	18.08

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver cuadro 3.6.

Empresa	N S/.
EDEGEL	1840063.24
CAHUA-EP	151591.67
EGENOR	945350.06
ELECTROANDES	452829.33
ELECTROPERU	2402884.73
TERMOSELVA	413253.37
ETV-EEPSA	355710.95
SHOUGESA	1.75
EGASA	387875.67
EGESUR	125615.73
EGEMSA	122271.11
ENERSUR	282157.85
SAN GABAN	261413.32
TOTAL	7741018.78

Cuadro 3.6
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Julio 2001

d. Agosto 2001

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2669.78	2479.01	4344537.13	17.84

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver Cuadro 3.7

Empresa	N S/.
EDEGEL	1841211.43
CAHUA-EP	117326.06
EGENOR	952694.10
ELECTROANDES	463421.62
ELECTROPERU	2409807.49
TERMOSELVA	455788.45
ETV-EEPSA	349317.35
SHOUGESA	0.86
EGASA	378438.13
EGESUR	116132.93
EGEMSA	115304.51
ENERSUR	292885.51
SAN GABAN	272013.72
TOTAL	7764342.18

Cuadro 3.7
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Agosto 2001

e. Setiembre 2001

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2694.10	2490.05	4373533.05	17.40

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver cuadro 3.8.

Empresa	N S/.
EDEGEL	1740229.42
CAHUA-EP	172057.62
EGENOR	945360.08
ELECTROANDES	427519.54
ELECTROPERU	2196500.18
TERMOSELVA	408110.14
ETV-EEPSA	264433.90
SHOUGESA	3590.74
EGASA	351296.87
EGESUR	116820.78
EGEMSA	157333.09
ENERSUR	225284.40
SAN GABAN	242867.14
TOTAL	7251403.91

Cuadro 3.8
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Setiembre 2001

f. Octubre 2001

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2740.84	2511.09	4375099.54	17.65

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver cuadro 3.9.

Empresa	N S/.
EDEGEL	1848095.14
CAHUA-EP	196344.59
EGENOR	1082188.31
ELECTROANDES	499369.76
ELECTROPERU	2317309.43
TERMOSELVA	376213.06
ETV-EEPSA	287098.29
SHOUGESA	7599.71
EGASA	341556.71
EGESUR	99990.61
EGEMSA	164756.32
ENERSUR	242774.29
SAN GABAN	262015.89
TOTAL	7725312.12

Cuadro 3.9
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Octubre 2001

g. Noviembre 2001

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2767.54	2538.37	4495875.51	17.51

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver cuadro 3.10

Empresa	N S/.
EDEGEL	1801639.11
CAHUA-EP	166220.66
EGENOR	1068332.47
ELECTROANDES	433657.16
ELECTROPERU	2182184.97
TERMOSELVA	304838.07
ETV-EEPSA	252852.87
SHOUGESA	6262.90
EGASA	317790.29
EGESUR	77259.97
EGEMSA	165619.95
ENERSUR	129093.11
SAN GABAN	244672.59
TOTAL	7150424.10

Cuadro 3.10
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Noviembre 2001

h. Diciembre 2001

MDg	MDC	IAPGm	FCPHP
2792.22	2577.59	4579122.30	17.55

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver cuadro 3.11.

Empresa	N S/.
EDEGEL	376023.15
CAHUA-EP	36771.09
EGENOR	193762.13
ELECTROANDES	86355.33
ELECTROPERU	432742.49
TERMOSELVA	51652.24
ETV-EEPSA	47865.25
SHOUGESA	6574.35
EGASA	67964.26
EGESUR	17283.49
EGEMSA	36584.47
ENERSUR	26936.91
SAN GABAN	50833.81
TOTAL	1431348.99

Cuadro 3.11
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Diciembre 2001

i. Enero 2002

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2762.37	2542.27	4509929.18	17.62

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver cuadro 3.12.

Empresa	N S/.
EDEGEL	359482.82
CAHUA-EP	45039.04
EGENOR	200534.39
ELECTROANDES	87683.85
ELECTROPERU	447190.48
TERMOSELVA	68966.93
ETV-EEPSA	50879.66
SHOUGESA	1242.31
EGASA	54658.44
EGESUR	19086.00
EGEMSA	36526.29
ENERSUR	28598.99
SAN GABAN	49663.17
TOTAL	1449552.37

Cuadro 3.12
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Enero 2002

j. Febrero 2002

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2767.95	2566.02	4583148.68	17.73

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver cuadro 3.13.

Empresa	N S/.
EDEGEL	307143.28
CAHUA-EP	35044.56
EGENOR	191423.91
ELECTROANDES	78413.96
ELECTROPERU	402871.70
TERMOSELVA	67383.34
ETV-EEPSA	26132.30
SHOUGESA	21.09
EGASA	68768.43
EGESUR	13703.08
EGEMSA	30372.99
ENERSUR	20568.50
SAN GABAN	43695.18
TOTAL	1285542.32

Cuadro 3.13
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Febrero 2002

k. Marzo 2002

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2822.54	2600.59	4671711.58	17.81

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver en el Cuadro 3.14.

Empresa	N \$/.
EDEGEL	368965.89
CAHUA-EP	43925.99
EGENOR	218310.21
ELECTROANDES	88866.02
ELECTROPERU	399251.36
TERMOSELVA	93101.25
ETV-EEPSA	46650.82
SHOUGESA	248.10
EGASA	92795.69
EGESUR	20070.05
EGEMSA	32829.38
ENERSUR	24074.04
SAN GABAN	44064.17
TOTAL	1473152.98

Cuadro 3.14
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Marzo 2002

I. Abril 2002

MDg	MDc	IAPGm	FCPHP
2846.87	2600.62	4508318.35	17.79

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de IAPG del mes; ver el cuadro 3.15.

Empresa	N \$/.
EDEGEL	366268.54
CAHUA-EP	46145.70
EGENOR	217596.66
ELECTROANDES	85483.42
ELECTROPERU	449340.32
TERMOSELVA	98209.03
ETV-EEPSA	37428.68
SHOUGESA	20.75
EGASA	68871.11
EGESUR	16321.03
EGEMSA	33875.92
ENERSUR	24671.79
SAN GABAN	41308.94
TOTAL	1485541.89

Cuadro 3.15
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Abril 2002

3.5.Liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada

Una vez concluido el periodo anual Mayo 2001 – Abril 2002, se tiene que efectuar la liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada. Este proceso esta precisado en el numeral 8.3 del PR-N° 29.

A continuación se muestran los resultados que se estipulan en el procedimiento:

3.5.1. Del numeral 8.3.1.

Determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada (IAPG'e) reales de las empresas, para cada uno de los doce (12) meses de dicho periodo.

a. Mayo 2002

Empresa	N S/.
EDEGEL	385134.90
CAHUA-EP	56469.55
EGENOR	190180.66
ELECTROANDES	91444.48
ELECTROPERU	469170.23
TERMOSELVA	20712.42
ETV-EEPSA	55899.19
SHOUGESA	663.49
EGASA	87412.42
EGESUR	25263.21
EGEMSA	2938.26
ENERSUR	25195.04
SAN GABAN	39736.96
TOTAL	1450220.82

Cuadro 3.16
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Mayo 2001

b. Junio 2001

Empresa	N S/.
EDEGEL	1758117.21
CAHUA-EP	254354.61
EGENOR	978991.24
ELECTROANDES	419759.23
ELECTROPERU	2291985.31
TERMOSELVA	286391.07
ETV-EEPSA	354020.58
SHOUGESA	0.00
EGASA	317224.17
EGESUR	90180.25
EGEMSA	85835.65
ENERSUR	168728.26
SAN GABAN	212479.35
TOTAL	7218066.94

Cuado 3.17
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Junio 2001

c. Julio 2001

Empresa	N S/.
EDEGEL	1810411.41
CAHUA-EP	149148.84
EGENOR	930116.15
ELECTROANDES	445532.18
ELECTROPERU	2364163.26
TERMOSELVA	406593.97
ETV-EEPSA	349978.82
SHOUGESA	1.72
EGASA	381625.22
EGESUR	123591.49
EGEMSA	120300.76
ENERSUR	277611.00
SAN GABAN	257200.75
TOTAL	7616275.57

Cuadro 3.18
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Julio 2001

d. Agosto 2001

Empresa	N S/.
EDEGEL	1836486.29
CAHUA-EP	117024.96
EGENOR	950249.18
ELECTROANDES	462232.33
ELECTROPERU	2403623.15
TERMOSELVA	454618.75
ETV-EEPSA	348420.89
SHOUGESA	0.86
EGASA	377466.94
EGESUR	115834.89
EGEMSA	115008.60
ENERSUR	292133.88
SAN GABAN	271315.65
TOTAL	7744416.38

Cuadro 3.19
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Agosto 2001

e. Setiembre 2001

Empresa	N S/.
EDEGEL	1735061.74
CAHUA-EP	171546.69
EGENOR	942552.80
ELECTROANDES	426250.00
ELECTROPERU	2189977.59
TERMOSELVA	406898.24
ETV-EEPSA	263648.66
SHOUGESA	3580.08
EGASA	350253.68
EGESUR	116473.87
EGEMSA	156865.88
ENERSUR	224615.41
SAN GABAN	242145.94
TOTAL	7229870.59

Cuadro 3.20
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Setiembre 2001

f. Octubre 2001

Empresa	N S/.
EDEGEL	1863323.00
CAHUA-EP	197962.42
EGENOR	1091105.28
ELECTROANDES	503484.45
ELECTROPERU	2336403.51
TERMOSELVA	379312.97
ETV-EEPSA	289463.91
SHOUGESA	7662.33
EGASA	344371.06
EGESUR	100814.51
EGEMSA	166113.87
ENERSUR	244774.70
SAN GABAN	264174.84
TOTAL	7788966.85

Cuadro 3.21
Ingreso Adicional por Potencia Adicional – Octubre 2001

g. Noviembre 2001

Empresa	N S/.
EDEGEL	1830251.25
CAHUA-EP	168860.44
EGENOR	1085298.85
ELECTROANDES	440544.14
ELECTROPERU	2216840.63
TERMOSELVA	309679.25
ETV-EEPSA	256868.47
SHOUGESA	6362.36
EGASA	322837.17
EGESUR	78486.95
EGEMSA	168250.18
ENERSUR	131143.26
SAN GABAN	248558.28
TOTAL	7263981.23

Cuadro 3.22
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Noviembre 2001

h. Diciembre 2001

Empresa	N S/.
EDEGEL	381103.03
CAHUA-EP	37267.85
EGENOR	196379.75
ELECTROANDES	87521.95
ELECTROPERU	438588.62
TERMOSELVA	52350.04
ETV-EEPSA	48511.89
SHOUGESA	6663.17
EGASA	68882.43
EGESUR	17516.98
EGEMSA	37078.71
ENERSUR	27300.82
SAN GABAN	51520.55
TOTAL	1450685.80

Cuadro 3.23
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Diciembre 2001

i. Enero 2002

Empresa	N S/.
EDEGEL	362923.38
CAHUA-EP	45470.11
EGENOR	202453.68
ELECTROANDES	88523.06
ELECTROPERU	451470.47
TERMOSELVA	69627.00
ETV-EEPSA	51366.62
SHOUGESA	1254.20
EGASA	55181.57
EGESUR	19268.67
EGEMSA	36875.88
ENERSUR	28872.70
SAN GABAN	50138.48
TOTAL	1463425.81

Cuadro 3.24
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Enero 2002

j. Febrero 2002

Empresa	N S/.
EDEGEL	308201.19
CAHUA-EP	35165.26
EGENOR	192083.24
ELECTROANDES	78684.05
ELECTROPERU	404259.34
TERMOSELVA	67615.43
ETV-EEPSA	26222.31
SHOUGESA	21.16
EGASA	69005.29
EGESUR	13750.28
EGEMSA	30477.61
ENERSUR	20639.34
SAN GABAN	43845.68
TOTAL	1289970.18

Cuadro 3.25
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Febrero 2002

k. Marzo 2002

Empresa	N S/.
EDEGEL	368590.79
CAHUA-EP	43881.33
EGENOR	218088.26
ELECTROANDES	88775.68
ELECTROPERU	398845.46
TERMOSELVA	93006.60
ETV-EEPSEA	46603.40
SHOUGESA	247.85
EGASA	92701.35
EGESUR	20049.65
EGEMSA	32796.01
ENERSUR	24049.57
SAN GABAN	44019.38
TOTAL	1471655.30

Cuadro 3.26
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Marzo 2002

l. Abril 2002

Empresa	N S/.
EDEGEL	366268.54
CAHUA-EP	46145.70
EGENOR	217596.66
ELECTROANDES	85483.42
ELECTROPERU	449340.32
TERMOSELVA	98209.03
ETV-EEPSEA	37428.68
SHOUGESA	20.75
EGASA	68871.11
EGESUR	16321.03
EGEMSA	33875.92
ENERSUR	24671.79
SAN GABAN	41308.94
TOTAL	1485541.89

Cuadro 3.27
Ingreso Adicional por Potencia Generada – Abril 2002

3.5.2. Del numeral 8.3.2

Evaluación de la diferencia entre la sumatoria de los montos mensuales provisionales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (calculados en 3.4) y pagados durante los doce (12) meses del periodo mayo-abril; y la sumatoria de los montos mensuales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (calculados según el numeral 8.3.1 del PR-N° 29).

Los resultados de los acumulados por empresas se muestran en el Cuadro 3.28.

Empresa	IAPG _{prov}	IAPG _{real}	Diferencia
EDEGEL	13069790.49	13005872.72	63917.77
CAHUA-EP	1332523.29	1323297.77	9225.52
EGENOR	7226798.39	7195095.75	31702.64
ELECTROANDES	3233265.60	3218234.98	15030.62
ELECTROPERU	16500760.86	16414667.89	86092.97
TERMOSELVA	2655439.70	2645014.78	10424.92
ETV-EEPSA	2142956.13	2128433.42	14522.71
SHOUGESA	26254.33	26477.97	-223.65
EGASA	2549384.30	2535832.40	13551.89
EGESUR	741932.78	737551.77	4381.01
EGEMSA	987351.64	986417.33	934.31
ENERSUR	1497897.08	1489735.76	8161.32
SAN GABAN	1773830.39	1766444.81	7385.58
TOTAL	53738184.97	53473077.35	265107.62

Cuadro N° 3.28
Diferencia de los montos mensuales en el Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema reales y previstos

3.5.3. Del numeral 8.3.3

Las empresas deudoras deberán transferir a las acreedoras, antes del 31 de mayo de cada año, los montos recibidos en exceso durante el período Mayo-Abril inmediato anterior (transferencia (Tij) de la empresa deudora i a la acreedora j).

Para poder aplicar este numeral se debería de verificar que la suma de las empresas con saldos positivos (Di) iguale a la suma de las empresas con saldos negativos (Ai), lo cual no ocurre en este caso.

A modo de comprobación se aplica la formula del numeral 8.3.3 (con la corrección que figura en el capítulo IV del presente trabajo), siendo en este caso SHOUGESA la única empresa Acreedora, los resultados se muestran en el Cuadro N° 3.29.

Se puede verificar que el saldo de 265107.62 nuevos soles (diferencia de los Ingresos Adicionales previstos y los reales), no tiene forma ser considerado en la liquidación.

Pagan a:	A SHOUGESA
EDEGEL	53.88
CAHUA-EP	7.78
EGENOR	26.72
ELECTROANDES	12.67
ELECTROPERU	72.57
TERMOSELVA	8.79
ETV-EEPSA	12.24
SHOUGESA	0.00
EGASA	11.42
EGESUR	3.69
EGEMSA	0.79
ENERSUR	6.88
SAN GABAN	6.23
TOTAL	223.65

Cuadro N° 3.29
Transferencia por liquidación del Ingreso Adicional por potencia
Generada en el Sistema – periodo Abril 2001 Mayo 2002
Nuevos Soles

CAPITULO IV

ANALISIS DE LOS RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL PR-N° 29 DEL COES-SINAC

De la revisión del PR-N° 29, así como de la aplicación del mismo al período mayo 2001 – abril 2002, se presentan observaciones que deben ser tomadas en cuenta para cuando el Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema, forme parte de las transacciones mensuales de potencia del COES.

a. En el texto del PR-N° 29 que aparece en la RM-322-2001 donde se aprueba los procedimientos y glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en procedimientos técnicos del COES-SINAC, se ha detectado los siguientes errores de forma:

En la formula del numeral 8.2.1 figura la expresión

$$FIHP_K = \sum [H_{KJ} * FPB_{KJ} * FDHPP_J] \quad K = 1,2...N_G \quad (4.1)$$

La expresión correcta es la siguiente:

$$FIHP_K = \sum [PH_{KJ} * FPB_{KJ} * FDHPP_J] \quad K = 1,2...N_G \quad (4.2)$$

En la formula del numeral 8.2.3 se tiene la expresión:

$$FHP_{KJ} = FCPHP * FPB_{KJ} * FDHPP_J \quad (4.3)$$

La expresión correcta es:

$$PHP_{KJ} = FCPHP * FPB_{KJ} * FDHPP_J \quad (4.4)$$

En la formula del numeral 8.3.3 se tiene la siguiente expresión:

$$T_{uj} = \frac{D_i}{\sum D_i} A_i \quad (4.5)$$

La expresión correcta es:

$$T_{uj} = \frac{D_i}{\sum D_i} A_j \quad (4.6)$$

b. El cálculo de las potencias horarias previstas para cada unidad de generación en el período anual Mayo-Abril (numeral 8.1.1 del PR-Nº 29), se considera que sólo podrá efectuarse de manera referencial, por cuanto calcular las generaciones horarias de las centrales del SEIN en el horizonte de un año (8760 horas) tiene muchas incertidumbres; aún en el caso de la programación de la operación mensual del SEIN. Las principales incertidumbres que hacen muy incierto el cálculo de las potencias horarias previstas para cada unidad de generación se mencionan a continuación:

Hidrología y operación de las centrales hidroeléctricas: Normalmente se dispone de un programa anual de operación para los siguientes doce meses, con detalle mensual, en donde se disponen de previsiones de los aportes (caudales) naturales medios mensuales, y de las descargas de los embalses. El despacho horario precisa de un programa de operación (descargas) de los embalses estacionales con detalle horario, así como de los aportes naturales con el mismo detalle de

tiempo; adicionalmente se tienen en cuenta aspectos operativos como: caudales de riego o de consumo humano, concentración de sólidos en el agua a turbinar, operación de las centrales térmicas, entre otras variables.

Programa de mantenimiento de las centrales hidráulicas y térmicas: los programas de mantenimiento son anuales, con detalle mensual; los cuales se van reajustando según las necesidades operativas del SEIN (fallas de unidades, mantenimientos correctivos, casos de fuerza mayor, entre otras variables) y de la logística de las empresas (retrasos en el suministro de repuestos, engorrosos trámites de importación, entre otras variables), por lo cual las reprogramaciones de los mantenimientos son frecuentes.

Desviaciones importantes en los pronósticos de la demanda: En el pronóstico de la demanda mensual se pueden tener desviaciones importantes (mayores a $\pm 5\%$), entonces en los pronósticos de demandas horarias, las desviaciones que podrían esperarse serían aún mayores.

Precio de combustibles: Este es otro factor que puede originar desviaciones importantes en la estimación de potencias horarias generadas por las centrales térmicas, por su volatilidad a lo largo de año.

Retiro de unidades de generación (cuya fecha probable no siempre es conocida): Análogamente es el caso de ingreso de nuevas unidades que también presentan mayormente retrasos en las fechas estimadas.

Incorporación de nuevas cargas en el SEIN: Los retrasos en las fechas de ingreso suelen ser importantes.

El procedimiento no precisa ni detalla la forma como se obtendrían las potencias horarias (PH_k) de las unidades de generación, que además debe considerar las restricciones de las redes de transmisión. Es decir para poder obtener estas potencias horarias sería necesario contar con un modelo de simulación de la operación horaria multiembalse y multinodal.

c. El cálculo de los Factores de Pérdidas Horarios de Barra (FPB) previstos para cada barra donde este ubicada una unidad de generación (numeral 8.1.2 del PR-Nº 29), similarmente al punto anterior presenta los mismos problemas y dificultades de cálculo, que los indicados para la determinación de las potencias horarias previstas para cada unidad de generación en el período anual (Mayo-Abril); ya que para poder hacer los análisis de flujo de potencia con detalle horario se necesita conocer las demandas horarias (de todas las barras del sistema a simular) y de las generaciones horarias. Adicionalmente debe tenerse en cuenta que efectuar las simulaciones de flujos de potencia para determinar los FPB en cada hora del mes demandaría un tiempo considerable.

d. El procedimiento no precisa la forma de calcular los montos mensuales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (numeral 8.1.3 del PR-Nº 29) en el sistema para el periodo anual comprendido de Mayo a Abril, de cada año. En ese sentido la metodología desarrollada en el presente trabajo puede parecer simple, sin embargo debe tenerse en cuenta que pretender calcular el Egreso mensual en forma más precisa requeriría calcular los consumos de las cargas (clientes) en el intervalo de la máxima

demanda mensual a nivel de generación, de los doce meses que conforman el período Mayo-Abril. La metodología desarrollada en el presente estudio se considera lo suficientemente precisa para los propósitos de cálculo de este procedimiento.

e. En el desarrollo de los cálculos del presente trabajo de tesis se ha visto que sería recomendable, como un futuro trabajo, se desarrolle un programa que asista en el desarrollo de los cálculos intermedios, ya que el tamaño de las hojas de calculo (Excel) que se han implementado complican en cierta medida los referidos cálculos.

f. En el Artículo 109° del Reglamento relativo a la transferencia de potencia entre los generadores, se establece lo siguiente:

“Todos los cálculos se efectuarán mensualmente y serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o variables determinados posteriormente al mes del cálculo, deberán contemplarse procedimientos de recálculo.”

En literal b) del Artículo 113° del Reglamento se establece:

“La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual.”

Se observa que se tiene una inconsistencia pues, mientras el Artículo 109° establece el carácter definitivo de las transferencias de potencia, por

otro lado el Artículo 113° establece la provisionalidad de las distribuciones mensuales del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema, mientras no se calcule el Ingreso Adicional por potencia generada (mayo 1999 abril 2003) las transferencias mensuales de potencia estarán conformadas únicamente por los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema y por los Egresos por Compra de Potencia al Sistema. Sin embargo el COES ha considerado incorporar a las transferencias mensuales de potencia los saldos del Ajuste Transitorio (PR-N° 30 del COES 'Valorización de las Transferencias de Potencia'), lo cual obliga a recalcular las transferencias una vez transcurrido el año calendario debido a que se tiene que efectuar el recálculo de la Potencia Firme con el procedimiento anterior a la aplicación del DS-004-99 EM. A pesar de estar fuera del alcance del presente trabajo en el numeral 8.3.2 del PR-N° 30 del COES se ha encontrado un error, este numeral se muestra a continuación:

“8.3.2. Realizada la liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada de acuerdo al numeral 8.3 del PR-N° 29, se lleva a cabo un recálculo del valor económico de las transferencias mensuales de potencia entre generadores integrantes del COES con la consiguiente liquidación anual del valor económico de dichas transferencias la que tendrá lugar durante el primer trimestre del año siguiente.”

Según el PR-N° 29 la liquidación anual de los Ingresos Adicionales reales se hace para los doce meses del período Mayo-Abril, con lo cual es materialmente imposible que la liquidación anual del valor económico de las

transferencias se efectúe en el primer trimestre del año. Esto en virtud del PR-N° 29, el cual establece que la liquidación se hace con la información real del periodo Mayo-Abril, por lo cual esta liquidación recién sería factible de hacerse a partir de mayo. A continuación se propone una modificación al texto del numeral referido:

“8.3.2. Realizada la liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada de acuerdo al numeral 8.3 del PR-N° 29, se lleva a cabo un recálculo del valor económico de las transferencias mensuales de potencia entre generadores integrantes del COES con la consiguiente liquidación anual del valor económico de dichas transferencias la que tendrá lugar **antes del 31 de mayo de cada año.**”

A partir de la vigencia de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN, todos los cálculos mensuales de transferencia de potencia entre generadores no serán definitivos, ya que conforme establece el Artículo 113° del Reglamento las distribuciones mensuales del Ingreso Adicional son provisionales, debiendo ser reajustadas, al momento de efectuar la liquidación anual.

De la aplicación del Procedimiento de Cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN al período Mayo 2001 – Abril 2002, se ha podido observar que la transferencia mensual es mayor que el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN (numeral 8.2.1 del PR-N° 27). El monto mensual del Ingreso Adicional que se debe asignar al Ingreso Adicional corresponde al siguiente cálculo: (Egreso + Saldo por Peaje por Conexión) * Factor de Incentivo al Despacho.

Esto se debe a que el Ingreso Adicional calculado se hace en base al cálculo anual del Ingreso Adicional, que esta conformado por los montos mensuales reales al mes de cálculo y para los meses restantes por los montos mensuales calculados; de manera similar para las potencias generadas. Adicionalmente, al ser el Factor de Distribución Horario del precio de potencia diferente para los dos (2) períodos estacionales establecidos, se tiene que los Ingresos Adicionales mensuales en estiaje serán mayores a los montos mensuales obtenidos del Egreso mensual. Es decir las transferencias mensuales serán diferentes a los montos mensuales que deberían corresponder; esta situación se supera al hacer la liquidación anual, sin embargo no queda claro de donde y como se manejará el saldo excedentario o deficitario de cada mes.

Sería más conveniente que la distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN sea de periodicidad mensual, con lo cual, las transferencias mensuales de potencia serían definitivos y solo sería necesario efectuar recálculos cuando no se disponga de la información necesaria. De esta forma se tendría que el monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN se distribuiría en cada mes, exactamente lo correspondiente al monto mensual por Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN (calculado según el numeral 8.2.1 del PR-N° 27).

En el Anexo G se presenta una propuesta de modificación del Artículo 113° del Reglamento y también del PR-N° 29 del COES, en la cual se plantea que el Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN sea de

carácter mensual, concordante con lo estipulado por el Artículo 109° del Reglamento.

g. En el siguiente cuadro se presentan los resultados si el procedimiento fuera de periodicidad mensual, en cuyo caso ya no sería necesario efectuar la liquidación anual. Es decir los cálculos mensuales del Ingreso Adicional serían definitivos, ver cuadro 4.1.

Se puede observar que los montos mensuales del Ingreso Adicional por Potencia Generada pagados son iguales al monto mensual asignado por este concepto.

Empresa	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre
EDEGEL	1150713.44	1055772.89	1037397.32	1030249.73	1049583.09	1046637.35
CAHUA-EP	168720.80	152743.35	85464.89	65649.79	103772.97	111196.43
EGENOR	568225.43	587897.33	532972.78	533079.92	570174.22	612879.00
ELECTROANDES	273219.57	252071.03	255297.71	259307.54	257849.50	282809.60
ELECTROPERU	1401795.82	1376367.81	1354706.80	1348407.61	1324773.28	1312368.91
TERMOSELVA	61884.97	171981.67	232985.44	255036.40	246143.12	213061.89
ETV-EEPSA	167016.68	212594.09	200543.97	195460.50	159487.79	162593.25
SHOUGESA	1982.40	0.00	0.99	0.48	2165.68	4303.97
EGASA	261172.51	190497.35	218677.91	211755.03	211877.38	193434.85
EGESUR	75481.89	54154.44	70820.08	64982.17	70458.02	56627.98
EGEMSA	8778.97	51545.45	68934.43	64518.63	94892.17	93306.95
ENERSUR	75278.23	101323.58	159075.95	163884.07	135875.59	137491.11
SAN GABAN	118726.85	127596.69	147380.52	152205.26	146480.25	148388.26
TOTAL	4332997.57	4334545.68	4364258.77	4344537.13	4373533.05	4375099.54

Empresa	noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo	abril	Total
EDEGEL	1132792.27	1202960.28	1118443.26	1095011.25	1170076.88	1111550.72	13201188.46
CAHUA-EP	104512.32	117636.82	140128.01	124939.04	139299.55	140042.83	1454106.78
EGENOR	671720.97	619877.10	623913.92	682454.57	692312.57	660361.72	7355869.54
ELECTROANDES	272664.75	276265.00	272806.94	279557.39	281814.88	259424.85	3223088.75
ELECTROPERU	1372062.95	1384414.85	1391324.26	1436297.27	1266119.14	1363656.75	16332295.43
TERMOSELVA	191668.91	165244.07	214573.81	240231.59	295245.78	298044.49	2586102.13
ETV-EEPSA	158982.88	153128.86	158299.68	93165.51	147940.64	113588.45	1922802.30
SHOUGESA	3937.84	21032.43	3865.15	75.19	786.79	62.99	38213.90
EGASA	199812.70	217428.93	170056.44	245169.64	294276.76	209009.86	2623169.37
EGESUR	48577.71	55292.75	59381.43	48853.51	63646.81	49531.02	717807.82
EGEMSA	104134.61	117039.79	113642.65	108284.20	104109.63	102806.56	1031994.06
ENERSUR	81168.13	86175.64	88978.78	73329.74	76344.40	74873.88	1253799.08
SAN GABAN	153839.48	162625.78	154514.85	155779.79	139737.77	125364.24	1732639.74
TOTAL	4495875.51	4579122.30	4509929.18	4583148.68	4671711.58	4508318.35	53473077.35

Cuadro 4.1
Ingreso Adicional por Potencia Generada período mayo 2001-abril 2002

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La aplicación del PR-N° 29 aprobado con la RM-322-2001-EM tendrá como principal dificultad la “liquidación anual”, ya que los ingresos adicionales por potencia generada previstos no coinciden con los reales, adicionalmente las potencias generadas previstas al inicio del periodo de cálculo (abril) no coincidirán con los valores reales. Por lo cual no necesariamente se verificará que la suma de las empresas con saldos positivos (D_i) iguale a la suma de las empresas con saldos negativos (A_i), lo cual no ocurre en este caso.
2. El procedimiento N° 29 no precisa ni detalla la forma como se obtendría las potencias horarias (PHk) de las unidades de generación en el período mayo a abril, que además debe considerar las restricciones de las redes de transmisión. Es decir, para poder obtener estas potencias horarias sería necesario contar con un modelo de simulación de la operación horaria multiembalse y multinodal.

Similar problema sería el cálculo de Factores de Pérdidas Horarias de Barra (FPB) previstos para cada barra donde este ubicada una unidad de

generación. En el presente trabajo se ha obtenido las potencias generadas y los factores de pérdidas de barra de los resultados del modelo PERSEO.

3. El procedimiento N° 29 no precisa la forma de calcular los montos mensuales del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN para el período anual comprendido de mayo a abril de cada año. El cálculo del Egreso mensual en forma precisa requiere determinar los consumos de las cargas (clientes) en el intervalo de la máxima demanda mensual a nivel de generación, de los doce meses que conforman el período Mayo-Abril.

El cálculo de la máxima demanda mensual a nivel de generación tiene mucha incertidumbre, por lo cual pretender calcular las demandas de las cargas en el intervalo en que se produce la máxima demanda es virtualmente imposible.

4. Se ha encontrado errores en varias fórmulas del PR-N° 29, que habiendo sido aprobado por el MEM, hace necesario que la Dirección General de Electricidad publique una fe de erratas o revise el procedimiento y apruebe la revisión con otra Resolución Ministerial.
5. En el caso del PR-N° 30 del COES “Valorización de las Transferencias de Potencia” se ha detectado un error en el numeral 8.3.2 en el cual se estipula que la liquidación anual de las transferencias (una vez realizada la liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada)

se efectuará durante el primer trimestre del año siguiente, es decir entre enero y marzo.

Esta liquidación de las transferencias esta sujeta a que se disponga de la liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada, que conforme al Reglamento y al PR-N° 29, se ejecuta al término del período de cálculo de este Ingreso (Mayo-Abril). Por lo tanto, sería imposible disponer de la liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el primer trimestre del año siguiente.

La corrección de este error implica una modificación del PR-N° 30 por parte del MEM, por medio de una Resolución Ministerial.

6. Se observa que existe una inconsistencia en el Reglamento, pues mientras el Artículo 109° establece el carácter definitivo de las transferencias de potencia (mensuales), por otro lado el Artículo 113° establece la provisionalidad de las distribuciones mensuales del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el SEIN.

RECOMENDACIONES

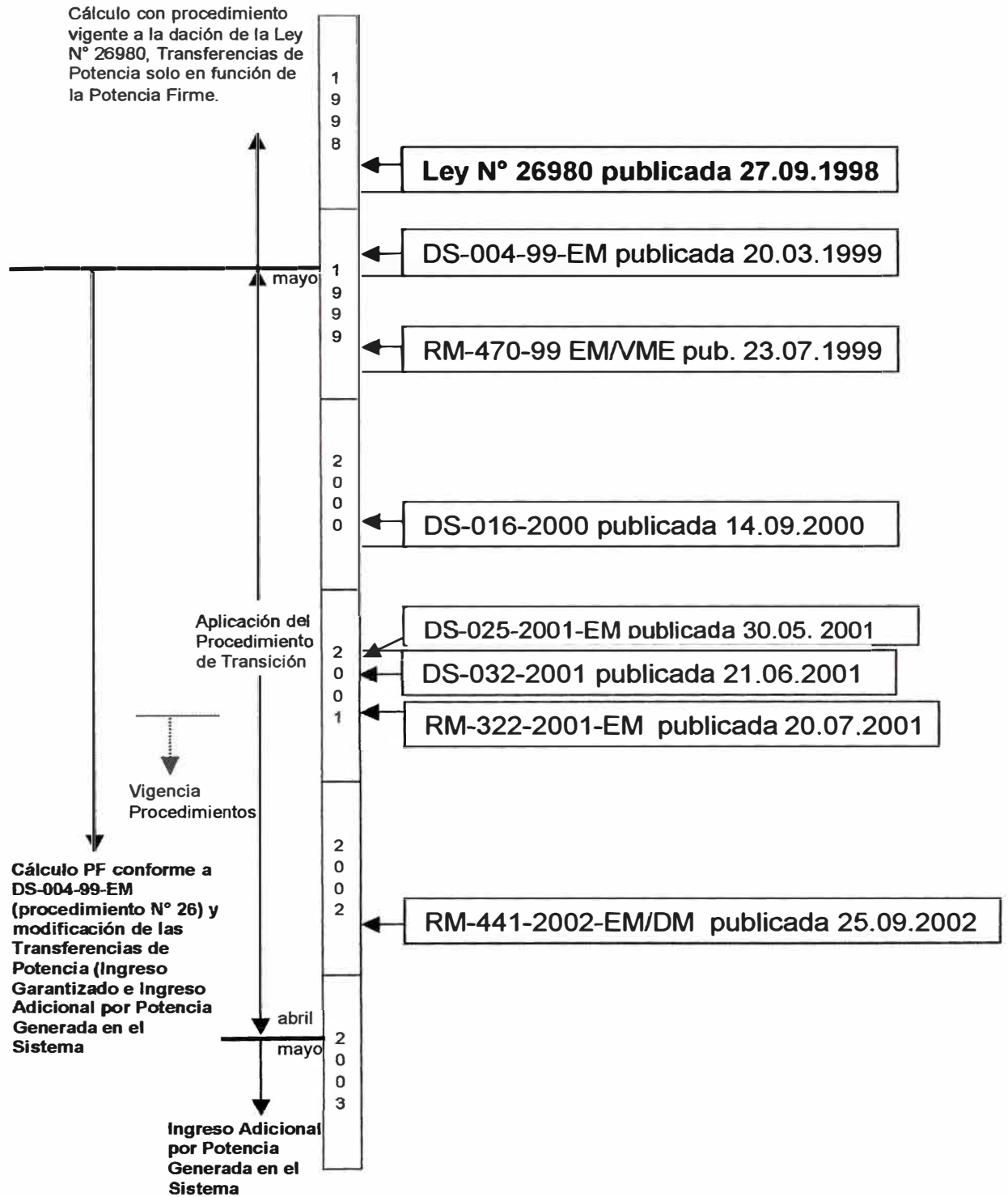
1. Para el desarrollo de los cálculos que involucra el PR-Nº 29 actual sería recomendable, como un futuro trabajo, se desarrolle un programa que asista en el desarrollo de los cálculos intermedios, ya que el tamaño de las hojas de cálculo (Excel) que se han implementado para el desarrollo del presente trabajo de tesis hacen muy complicados los cálculos.
2. Por lo desarrollado en el presente trabajo de tesis sería recomendable que las transferencias de potencia fueran mensuales y de carácter definitivo, para lo cual sería necesario modificar el Artículo 113º del Reglamento, a fin de que el cálculo del Ingreso Adicional por Potencia Generada se efectúe de forma mensual. En este sentido, en el Anexo G se presenta una propuesta de modificación de dicho Artículo.

ANEXOS

ANEXO A

NORMATIVIDAD EN LA REMUNERACION DE LA POTENCIA

NORMATIVIDAD EN LA REMUNERACION DE LA POTENCIA



Ley N° 26980: Ley que modifica diversos artículos y definición anexa de la Ley de Concesiones Eléctricas. En su artículo primero se modifican artículos N° 26°, 47°, 60° y 74°; en el artículo segundo modifican definición de la Potencia Firme. En la segunda disposición transitoria referida al procedimiento de transición para las unidades de generación eléctrica interconectadas existentes.

DS-004-99-EM : En su artículo primero se modifican los artículos 22°, 23°, 86°, 91°, 103°, 109°, 110°, 111°, 112°, 113°, 121°, 126°, 135°, 136°, 137°, 139°, 140° y 201° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93/EM. En el artículo segundo se establece el procedimiento de transición a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980 tendrá una vigencia de 4 años, contados a partir del 1 de mayo de 1999. En el artículo Tercero se fijan el factor de incentivo a la contratación y al despacho.

En las disposiciones transitorias se establece la obligación del COES de presentar al MEM los procedimientos referidos a las transferencias de potencia, energía y de operación para su aprobación.

Los artículos N° 109°, 110° a 113° y 137° relativos a las transferencias de potencia (potencia firme, cálculo de egresos por compra de potencia, Ingresos Garantizados por Potencia Firme e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema, Peaje por Conexión).

RM-470-99-EM: Fijan horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual, horas de punta y margen de reserva a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Esta Resolución ha sido dejada sin efecto por Decreto Supremo N° 016-20000-EM publicado el 14.09.2000.

DS-016-2000: Fijan horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual de centrales hidráulicas, horas punta del sistema eléctrico y margen de reserva a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

DS-025-2001-EM: establecen disposiciones para la aplicación del procedimiento de transición a que se refiere la Ley N° 26980.

DS-032-2001-EM: Modifica el artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

RM-322-2001-EM: Aprueban procedimientos y glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en procedimientos técnicos del COES-SEIN (procedimientos referidos a la remuneración por potencia y transferencias de potencia).

RM-441-2002-EM/DM: Modificación de los Procedimientos N° 25, denominado "Indisponibilidades de las Unidades de Generación", y el Procedimiento N° 26, denominado "Cálculo de la Potencia Firme".

ANEXO B

DS-004-99-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que, mediante Ley N° 26980 se modificaron, entre otros, el inciso f) del artículo 47° y el artículo 60° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, así como la definición de Potencia Firme contenida en el Anexo del citado Decreto Ley;

Que, las modificaciones antes referidas se orientan a perfeccionar la operación eficiente y económica de los sistemas interconectados, por lo que es necesario establecer criterios y procedimientos para la determinación del Precio Básico de la Potencia de Punta, las compensaciones a los propietarios del Sistema Principal y Secundario de Transmisión, y la valorización de las Transferencias de Potencia entre generadores que conforman un COES, requiriéndose en consecuencia modificar el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

Que, en cumplimiento de la segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980, debe establecerse un procedimiento de transición a efectos de facilitar la aplicación de los criterios y procedimientos a que se refiere el considerando que antecede, a las unidades de generación eléctrica interconectadas existentes a la fecha de publicación de la Ley N° 26980;

De conformidad con el inciso 8) del artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo Primero.- Modifícanse, los artículos 22°, 23°, 86°, 91°, 103°, 109°, 110°, 111°, 112°, 113°, 121°, 126°, 135°, 136°, 137°, 139°, 140° y 201° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93/EM, en los términos siguientes:

Artículo 22°.- ...

“g) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del artículo 47° de la Ley, según el procedimiento definido en el artículo 126° del Reglamento;”

“j) Fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo de cada Sistema Eléctrico donde exista un COES y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el artículo 126° del Reglamento.”

Artículo 23°.- ...

“b) Evaluar el cálculo propuesto por el COES sobre el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso g) del Artículo anterior;”

“e) Evaluar el Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el inciso j) del Artículo anterior.”

Artículo 86°.-...

“f) Proponer al Ministerio para su aprobación, los procedimientos a que se refieren los incisos c) y d) del artículo 40° de la Ley; y, g) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto.”

Artículo 91°.- ...

“g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia entre los generadores integrantes;”

“Artículo 103°.- La Energía Firme de un integrante del COES, será calculada cada año, tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando el despacho de las unidades para caudales naturales mensuales con una probabilidad de excedencia del 90% y los periodos de indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.
- b) b) Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.

En caso que la suma Total de la Energía Firme de todos los integrantes sea inferior al consumo previsto de energía del año en evaluación, se procederá a disminuir, en forma secuencial, la probabilidad de excedencia hidráulica y los factores de indisponibilidad hasta igualar dicho consumo.

El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para determinar las energías firmes de las centrales generadoras según los criterios contenidos en el presente artículo.”

“Artículo 109°.- El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores integrantes de un COES será determinado tomando en cuenta:

- a) Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema;
- b) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema; y
- c) Egresos por Compra de Potencia al Sistema.

El valor económico de la transferencia de potencia es igual al Ingreso por Potencia, constituido por la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalado en c). Dicho valor se constituirá en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.

Todos los cálculos se efectuarán mensualmente y serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o variables determinados posteriormente al mes del cálculo, deberán contemplarse procedimientos de recálculo.

Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo, pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente, a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para llevar a cabo la valorización de las transferencias de potencia.”

“Artículo 110º.- La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) La Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.
- b) b) La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.
 - I) El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad real de la unidad o central generadora en el mes de cálculo.
 - II) La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.
 - III) La Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación prefijadas. Se considerará como reservorios de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsada está a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.
 - IV) La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada entre las horas totales del periodo de evaluación. El periodo de evaluación será los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica.
 - V) La suma de la energía de pasada más la energía regulada por el reservorio debe ser igual a la Energía Garantizada por la central hidráulica durante el periodo de evaluación y para una probabilidad de excedencia mensual dada.

- VI) La Energía Garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:
 - 1) Se calcula, para cada mes de la estadística hidrológica, el caudal natural afluente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.
 - 2) Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, se procede a simular, para los 12 meses del año, la operación óptima de la central con los caudales determinados en el punto anterior y el manejo óptimo de los reservorios estacionales. Para efectos de simulación se asume que al inicio del año todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de su operación histórica.
 - 3) Como resultado de la operación óptima de la central a lo largo del año en evaluación, se obtienen las energías garantizadas por la central en cada mes.
 - 4) La energía garantizada por la central para el periodo de evaluación será igual a la suma de las energías de los meses que conforman dicho periodo.
 - 5) En esta etapa de evaluación se consideran los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de energía.
- c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:
 - I) Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema;
 - II) Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos (2) años, en las horas de punta del sistema;
 - III) Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;
 - IV) Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y,
 - V) Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central.
- d) Cada 4 años, o a la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio fijará las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual para efectos de la evaluación de la potencia firme hidráulica, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico y de la garantía exigida a los mismos.
- e) Cada 4 años el Ministerio definirá las horas de punta del sistema para efectos de evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras. Para evaluar la indisponibilidad no programada de dichas

unidades, el COES podrá implementar procedimientos de operación y arranque en forma aleatoria con el objeto de evaluar su disponibilidad real.

- f) Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes hidráulica y térmica no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: i) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, ii) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y iii) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al Ministerio.”

“Artículo 111°.- La Potencia Consumida por los clientes de cada generador, en la hora de Máxima Demanda Mensual, es una compra de potencia al sistema que constituye un Egreso por Compra de Potencia atribuible al generador.

- a) Para determinar el Egreso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento:
- I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo;
 - II) Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada generador en cada barra definida por el COES. La suma de las Demandas Coincidentes de los clientes es igual a la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico;
 - III) Se determina el Precio de Compra de Potencia en cada barra donde se requiera.
Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el complemento del factor por Incentivo a la Contratación.
El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a Uno (1.0) menos el factor por Incentivo a la Contratación;
 - IV) El Egreso por Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, definida en el literal a)-II), por el Precio de Compra de Potencia respectivo, definido en el literal a)-III); más el Saldo por Peaje de Conexión definido en el artículo 137° del Reglamento;

- V) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, asumirán el costo por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia;
 - VI) El Egreso por Compra de Potencia al sistema es igual a la suma de los egresos por compra de potencia de los generadores.
- b) El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).
 - c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.
 - I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.
 - II) El monto mensual asignado al Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.
 - d) Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, serán aprobados los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación para un horizonte futuro no menor de 4 años.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.”

“Artículo 112°.- Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:
 - I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en la hora de punta del mes, según lo definido en el literal a)-I) del artículo 111° del Reglamento. Para dicha hora se determina la Demanda en cada barra definida por el COES, coincidente con la Máxima Demanda Mensual.
 - II) Para sistemas en los que la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Firme. En los sistemas donde la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual a la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable será determinada mediante el siguiente procedimiento:

- 1) Se determina la Potencia Disponible de cada unidad generadora como el cociente de su Potencia Firme, definida en el artículo 110° del Reglamento, entre el factor de Reserva Firme.
 - 2) Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando: i) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible; ii) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y iii) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal a)-I). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denomina Potencia Disponible Despachada.
 - 3) La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Despachada por el factor de Reserva Firme.
- III) Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal a)-V) siguiente.
- IV) Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.
- V) El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del artículo 111° del Reglamento, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.
- VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal a)-IV), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal a)-V).
- VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.
- b) Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) del presente artículo, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema, las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.

- c) Incentivos a la Disponibilidad:
- I) En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.
 - II) En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del artículo 110° del Reglamento, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.
 - III) La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función de la magnitud del riesgo en que coloca al sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores.
- d) La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:
- I) Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;
 - II) Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva;
 - III) Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;
 - IV) La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0);
 - V) En el caso que algunas de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia firme por efecto del procedimiento descrito en el literal a)-II)-2) del presente artículo, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.

- e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica.
Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.”

“Artículo 113°.- Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de cada unidad o central generadora serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) Procedimiento de Determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada:
- I) Se fijan los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia para cada una de las horas del día de todo el año. Estos factores pueden ser clasificados por días laborables y no laborables, y por meses de avenida y estiaje.
Los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (PPD). El Ministerio fijará dichos factores, cuya vigencia no podrá ser inferior a 4 años, basado en criterios de eficiencia y en la PPD de un sistema de generación económicamente adaptado. La fijación de los nuevos valores se efectuará con una anticipación no menor de un año a su entrada en vigencia.
 - II) El Factor de Ingresos Horarios de Potencia es igual al producto de la Generación Horaria del periodo en evaluación, por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia y por el factor de Pérdida de la Barra definido en el artículo 127° del Reglamento.
 - III) El factor constante del Precio Horario de Potencia es igual al cociente del monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada definido en el literal c)-I) del artículo 111° del Reglamento, entre el Factor de Ingresos Horarios de Potencia.
 - IV) El Precio Horario de Potencia en cada intervalo de tiempo y en cada barra es igual al producto del factor constante del Precio Horario de Potencia por el factor de Pérdida de la Barra y por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia en ese intervalo.
 - V) La Potencia Despachada por cada unidad generadora en cada intervalo de tiempo, durante el periodo de cálculo, es el resultado de la operación de las centrales según lo dispuesto por el COES.

- VI) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada unidad generadora, es igual a la suma de sus Ingresos Adicionales Horarios durante el periodo de cálculo. El Ingreso Adicional Horario de cada unidad, es igual al producto de su Potencia Despachada en esa hora por el Precio Horario de Potencia en la barra respectiva.
 - VII) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada generador, es igual a la suma de los Ingresos Adicionales de sus unidades generadoras.
- b) La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. Dichos procedimientos deben contener los principios básicos de la metodología de cálculo, entre ellos la determinación del Precio Horario de Potencia que distribuya el monto anual del Ingreso Adicional entre las unidades de generación despachadas y considere el efecto de la red de Transmisión.”

“Artículo 121°.- El COES deberá comunicar al Ministerio, la Comisión y al OSINERG, las modificaciones que efectúe al Estatuto. Los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales, ciñéndose a lo dispuesto en el Artículo 55° de la Ley, deberá comunicarlos a la Comisión.

Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido presentados a la Comisión con una anticipación de 6 meses a las fechas señaladas en el Artículo 119° del Reglamento, y no hayan sido observados por ésta última. La Comisión podrá definir los modelos matemáticos que el COES deberá usar en los cálculos de los precios de barra de potencia y energía, debiendo comunicarlos con la misma anticipación señalada en el presente párrafo.

En los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio, corresponde a este aprobarlos. A falta de propuesta, o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer

los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en la Ley y el Reglamento.”

“Artículo 126°.- La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, así como el Precio Básico de la Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:
 - I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
 - II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho Costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
 - III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
 - IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
 - V) Se determinan los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
 - VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) Por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.
- b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:
 - I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.
 - II) El monto de la Inversión será determinado considerando:
 - 1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
 - 2) El costo de instalación y conexión al sistema.

- III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.
- c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

La Comisión definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.”

“Artículo 135°.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60° de la Ley, será calculado para cada tramo por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

- a) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de retiro;
- b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de retiro, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- c) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de entrega;
- d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de entrega, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- e) El Ingreso Tarifario por Energía será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de energía obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero; y,
- f) El Ingreso Tarifario por Potencia será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de potencia obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero.

El Ingreso Tarifario del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios por Energía y Potencia de todos los tramos que constituyen dicho sistema.

El Ingreso Tarifario de cada titular del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios de los tramos que conforman su red de transmisión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.”

“Artículo 136°.- El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El Ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el artículo 109° del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107° del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.”

“Artículo 137°.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el Artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de la Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del artículo 47° de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje por Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61° de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje por Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

- a) Se determina la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del artículo 111° del Reglamento;
- b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;
- c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:
 - I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;
 - II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;
- d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden. Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el artículo 111° del Reglamento.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.”

“Artículo 139°.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, serán calculadas para cada tramo y se abonarán a sus propietarios según lo convenido por las partes, o, de ser el caso, de acuerdo a lo que resuelva la Comisión. Las compensaciones serán asumidas en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

El peaje de transmisión del Sistema Secundario a que se refiere el artículo 128 del Reglamento, es igual a la diferencia entre el costo medio previsto en el artículo 49° de la Ley y el Ingreso Tarifario Esperado del Sistema Secundario de Transmisión para un horizonte de largo plazo. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía o potencia transportada actualizada, según corresponda.

La Comisión, en la oportunidad en que fija las tarifas del Sistema Principal de Transmisión, fijará y publicará el respectivo peaje secundario unitario y su correspondiente fórmula de reajuste.

La Comisión definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.”

“**Artículo 140°.-** La dirimencia a que se refiere el inciso a) del artículo 22° del Reglamento, podrá ser solicitada a la Comisión por los propietarios o usuarios de los sistemas secundarios de transmisión o distribución, sean estas empresas de generación, transmisión, distribución o usuarios no regulados.

La Comisión establecerá mediante Resolución los correspondientes requisitos, criterios y procedimientos a considerar para la presentación y solución de las solicitudes de dirimencia.”

Artículo 201°.- ...

“c) ...

V) No efectuar los pagos por Transferencias y Compensaciones dispuestas por el COES.”

“h) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa del OSINERG, o sin haber dado el aviso a que se refiere el artículo 87° de la Ley;”

“p) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección, el OSINERG y la Comisión.”

Artículo Segundo.- El procedimiento de transición a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria de la Ley N° 26980 tendrá una vigencia de 4 años, contados a partir del 1 de mayo de 1999. Las Centrales sujetas al procedimiento de transición son aquellas que a la fecha de publicación de la citada Ley, se encontraban interconectadas y operando en un COES.

El procedimiento de transición consta de las siguientes partes:

a) Se determina el Ingreso Anterior de cada unidad generadora de la siguiente manera:

- I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento que se encontraba vigente a la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
 - II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según el procedimiento de Determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Para este caso, se considera que la Potencia Firme Remunerable de cada unidad generadora es igual a su Potencia Firme. Al valor resultante se le denominará Ingreso Anterior.
- b) Se determina el Ingreso Nuevo de cada unidad generadora de la siguiente manera:
- I) Se determina la potencia firme de las unidades generadoras con el procedimiento establecido en el artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
 - II) Se procede a valorizar la potencia firme obtenida en el numeral anterior, según lo dispuesto en el artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Al valor resultante se le denominará Ingreso Nuevo.
- c) Los montos mensuales del Ajuste Transitorio serán determinados según el siguiente procedimiento:
- I) Para cada unidad generadora se determina el Efecto Bruto como la diferencia de su Ingreso Nuevo menos su Ingreso Anterior. Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo, se denominarán Aportantes y en las que sea negativo se denominarán Acreedoras.
 - II) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea positivo y supere el 2% del Ingreso Anterior estarán sujetas al procedimiento transitorio y aportarán a la "Cuenta de Ajuste" como máximo la diferencia entre su Ingreso Nuevo menos el 102% de su Ingreso Anterior.
 - III) Las unidades cuyo Efecto Bruto sea negativo e inferior al -2% del Ingreso Anterior, estarán sujetas al procedimiento de transición y serán acreedoras de la "Cuenta de Ajuste" hasta un máximo igual a la diferencia entre el Ingreso Nuevo menos el 98% del Ingreso Anterior, siempre que tengan contratos con el mercado regulado por un mínimo del 10% de su potencia firme.
 - IV) En caso que las Acreencias a que se refiere el numeral III) que antecede, sean inferiores a los Aportes definido en el numeral II) que antecede, se elevará el límite de retención del 2% para las Aportantes hasta que el nuevo Aporte Total iguale al total de las Acreencias.
 - V) El factor de reparto de la "Cuenta de Ajuste" para las unidades Acreedoras, será igual a la suma del valor absoluto de su acreencia más el producto de su potencia contratada con el mercado regulado

por el precio básico de la potencia en el mes de evaluación. La potencia contratada con el mercado regulado de una empresa será asignada entre sus unidades generadoras en proporción a su potencia firme. El factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste" es igual a la suma de los factores de reparto de todas las unidades acreedoras.

- VI) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Aportantes, será igual al negativo del dinero aportado a la "Cuenta de Ajuste".
 - VII) El Ajuste Transitorio para las unidades generadoras Acreedoras, será igual al producto del dinero total disponible en la "Cuenta de Ajuste" por el factor de reparto de la unidad y dividido entre el factor de reparto total de la "Cuenta de Ajuste".
 - VIII) Al valor de la Transferencia de Potencia obtenido en el artículo 109° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se agregará el monto resultante del Ajuste Transitorio.
- d) Para efectos de la aplicación del presente artículo, el factor por Incentivo al Despacho será igual a cero.

El Ministerio definirá los procedimientos complementarios para la aplicación de este artículo.

Artículo Tercero.- Fíjese los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación a que se refiere el literal d) del artículo 111° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según lo siguiente:

Periodo	Factor por Incentivo al Despacho	Factor por Incentivo a la Contratación
Primer año	"	5%
Segundo año	"	4%
Tercer año	"	3%
Cuarto año	"	2%
Quinto año	10%	2%
Sexto año	20%	2%
Séptimo año y siguientes	30%	1%

Artículo Cuarto.- Las modificaciones de los artículos 103°, 109°, 110°, 111°, 112°, 113°, 136° y 137° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas a que se refiere el artículo primero del presente Decreto Supremo, se aplicarán a partir del 1 de mayo de 1999, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del presente Decreto Supremo.

Artículo Quinto.- El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- El COES adecuará los siguientes procedimientos y los presentará al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación, según el cronograma que se detalla:

- a) Procedimientos de transferencia de potencia: 3 meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
- b) Procedimientos de transferencia de energía: 6 meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.
- c) Procedimientos de operación: 9 meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Supremo.

Segunda.- El periodo de vigencia de la primera fijación de los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia a que se refiere el artículo 113° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, será de 8 años.

Tercera.- Los procedimientos sobre transferencias de potencia y energía, así como compensaciones por el uso del Sistema Principal de Transmisión, vigentes a la fecha de publicación del presente Decreto Supremo, continuarán aplicándose hasta el 30 de abril de 1999.

Cuarta.- El COES y la Comisión de Tarifas Eléctricas, para la fijación de las tarifas de transmisión correspondientes a mayo de 1999, emplearán los procedimientos definidos en los artículos 136° y 137° a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo.

Quinta.- El Margen de Reserva Firme Objetivo, definido en el artículo 126° a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo, para las fijaciones de las tarifas de barra comprendidas en el periodo mayo de 1999 a octubre del 2000, será igual a 19% y 9.5% para el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y Sistema Interconectado Sur (SIS), respectivamente. La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta para el mismo periodo será igual a 5% para ambos sistemas eléctricos.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de marzo de mil novecientos noventa y nueve.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

ANEXO C

RM-322-2001-EM

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
Nº 322-2001-EM/VME**

Lima, 17 de julio de 2001

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo a lo previsto en los Artículos 41º, 43º, 59º, 60º y 61º del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, concordantes con los Artículos 103º, 109º, 110º, 111º, 112º, 113º, 136º y demás normas complementarias del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 009-93-EM, corresponde al Comité de Operación Económica del Sistema – COES proponer al Ministerio de Energía y Minas, entre otros procedimientos, aquellos referidos a la indisponibilidad de las unidades de generación, el cálculo de la potencia firme, los egresos por compra de potencia, los ingresos garantizados por potencia firme, los ingresos adicionales por potencia generada en el sistema y la valorización de transferencias de potencia;

Que, el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, ha propuesto al Ministerio de Energía y Minas diversos procedimientos que han sido materia de estudio, conformidad y, en algunos casos, de observación por parte del Ministerio de Energía y Minas; Que, según lo previsto en el Artículo 121º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio de Energía y Minas, corresponde a éste aprobarlos y, a falta de propuesta o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento;

Que, en virtud de los nuevos procedimientos que contiene la presente Resolución, se requiere adicionar conceptos al Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado mediante Resolución Ministerial Nº 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001;

Que, se ha concluido el proceso de propuesta, revisión, observación, subsanación y estructuración de seis (6) Procedimientos Técnicos del COES;

De conformidad con los dispositivos legales que anteceden y estando a lo dispuesto por el Decreto Ley Nº 25962 - Ley Orgánica del Sector Energía y Minas y el Decreto Legislativo Nº 560, Ley del Poder Ejecutivo;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Vice Ministro de Energía;

**SE RESUELVE:
RESOLUCIÓN MINISTERIAL
Nº 322-2001-EM/VME**

Artículo 1º.- Aprobar los procedimientos Nros 25 al 30 referidos a indisponibilidad de las unidades de generación, cálculo de la potencia firme, egresos por compra de potencia, ingresos garantizados por potencia firme, ingresos adicionales por potencia generada en el sistema y valorización de transferencias de potencia; así como el glosario complementario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SEIN, aprobado mediante Resolución Ministerial Nº 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, los cuales forman parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º.- La presente Resolución Ministerial, entrará en vigencia el día de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

CARLOS HERRERA DESCALZI
Ministro de Energía y Minas

GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES-SEIN

Las definiciones y abreviaturas que se indican a continuación, se adicionan al Glosario aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001. Tratándose de la definición de Potencia Garantizada, la presente Resolución sustituye a las previstas en la Resolución Ministerial N° 232-2001-EM/VME.

1. DEFINICIONES

Caudal natural de aporte intermedio: Es la diferencia de los caudales naturales afluentes a la central y los caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales.

Condiciones de potencia efectiva hidráulica: Son las imperantes bajo condiciones de flujo del agua estable, sin sobrecarga (eléctrica o hidráulica), a velocidad nominal de rotación de las turbinas (correspondiente a 60 Hz del sistema) y a la altura bruta de potencia efectiva.

Energía garantizada con los reservorios con capacidad de regulación horaria (EGR): Es la energía almacenable en el reservorio de regulación horario para la probabilidad de excedencia dada, para las horas de regulación prefijada (EGRH) durante el período de evaluación, más la energía descargada por los reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria (EGRE).

Energía de pasada (EGCP): Es la diferencia entre la energía garantizada (EG) y la energía garantizada por el reservorio de regulación horaria (EGR)

Factor de distribución horaria del precio de potencia: Corresponde a la relación entre la Probabilidad de Pérdida de la Demanda Horaria y la Probabilidad de Pérdida de la Demanda Anual, calculadas para el sistema de generación económicamente adaptado considerando unidades de generación con indisponibilidades programadas y fortuitas eficientes.

Garantía de transporte eléctrico: Es la capacidad del Sistema Secundario de Transmisión que asegura el transporte eléctrico de las unidades o centrales de generación y que permite despachar su potencia efectiva.

Garantía de transporte de combustible: Es la capacidad que asegura el transporte de combustible para las centrales térmicas. En caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, donde sea aplicable, se considerarán contratos a firme por el transporte de gas del campo a la central.

Horas de punta del Sistema: Son las definidas por el MEM.

Horas de regulación (HR): Son las fijadas por el MEM.

Margen de reserva: Es el definido por el MEM.

Mes siguiente: El mes inmediato posterior al mes en evaluación.

Período de evaluación: Es el período de los seis meses del año con menor oferta hidrológica.

Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el Reglamento.

Potencia garantizada como central de pasada: Es igual a la energía de pasada durante las horas de regulación dividida por las horas de regulación.

Potencia garantizada: Suma de la Potencia Garantizada como una central de pasada más la Potencia Garantizada por los reservorios horarios y reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la Central.

Precio de potencia en barra (PPB): Es el Precio de la Potencia Marginal más el peaje de conexión al sistema principal de transmisión.

Precio de potencia en barras de facturación: Es el Precio de la Potencia Marginal (PPM) para tarifas en barras referenciales, establecido por la CTE. Cuando la Barra de Facturación es diferente a una Barra Referencial, el PPM de la Barra de Facturación será igual al PPM de la Barra Referencial más cercana expandida con el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP).

Probabilidad de pérdida de la demanda (LOLP): Es la probabilidad de tener potencia de generación insuficiente para satisfacer la demanda.

Reserva firme, margen de reserva firme y factor de reserva firme: La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0).

Reservorio de regulación estacional: Es aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar los recursos hídricos del período de avenida al período de estiaje. Los reservorios estacionales cuyas aguas desembalsadas se encuentran a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas serán considerados como reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria.

Reservorio de regulación horaria: Es aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar recursos hídricos de las horas fuera de regulación a las horas de regulación

Unidad de generación: Para el caso de las centrales térmicas, es el arreglo: motor primo, generador y transformador asociado.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, se considera como unidad de generación a la central en su conjunto.

PROCEDIMIENTO N° 25 INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y la metodología para el cálculo de las indisponibilidades de las unidades de generación.

2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° inciso d)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 103°, 110° y 112°)

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES".

4. PERIODICIDAD

Los factores de indisponibilidad y los factores de presencia se calculan mensualmente y deben encontrarse disponibles a más tardar al tercer día calendario del mes siguiente.

5. RESPONSABILIDADES

Las empresas integrantes del COES son las responsables de remitir semanalmente la información sobre sus indisponibilidades, de acuerdo al formato que figura en el Anexo A.

La DPP es la responsable de obtener, verificar y centralizar la información estadística de indisponibilidades reportada por las empresas, así como de remitirla a la DEE.

La DEE es la responsable del cálculo de los factores de Indisponibilidad para las horas de punta del sistema.

El COORDINADOR es responsable de remitir diariamente a la DEE, las horas de operación de las unidades de generación, en su Informe de Evaluación de la Operación Diaria.

La DEE es responsable de la determinación de la presencia diaria de las unidades de generación hidráulica y del factor de presencia de éstas.

Los titulares de las unidades de generación serán los responsables de la entrega de la información fuente de sus contadores de energía a la DOCOES, en la forma y fecha que ésta requiera.

6. APROBACION

La DEE es responsable del cálculo de los factores de indisponibilidad y de presencia; y, la DOCOES es responsable de la aprobación de estos factores, tomando en consideración las recomendaciones del CTEE.

7. PROCEDIMIENTO

7.1. INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACION TERMICA E HIDRAULICA

7.1.1. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD FORTUITA MENSUAL PARA UNIDADES TERMICAS

El Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF) mensual se calcula en función de la información estadística móvil de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos dos (2) años, considerando los veinticuatro (24) meses continuos transcurridos.

$$FIF = \frac{HIF}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIF: Horas de indisponibilidad fortuita durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

La desconexión de una unidad de generación por falla fortuita del sistema de transmisión principal no se considera en la indisponibilidad fortuita de la unidad; tampoco aquellas derivadas de fallas fortuitas en el sistema de transmisión secundaria.

Para el cálculo de la indisponibilidad fortuita debido a falla permanente y continuada en el arranque de una unidad en horas de punta, se considera que el requerimiento de la unidad convocada fue para garantizar la cobertura de demanda de potencia durante las Horas de Punta del Sistema, según lo previsto en el programa de operación semanal establecido.

El período de duración de la indisponibilidad fortuita no superará en ningún caso los 7 días continuos de ocurrida la falla, al cabo del cual se considerará como una indisponibilidad programada, hasta el día de aprobación del siguiente programa semanal de operación o hasta que hayan sido superadas las causas de la indisponibilidad, con la debida verificación de la DOCOES.

7.1.2. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA MENSUAL Y ANUAL PARA UNIDADES TÉRMICAS E HIDRÁULICAS

El Factor de Indisponibilidad Programada (FIP), para su valor mensual, se calcula en función de la estadística de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos 10 años, tomando en consideración los seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica de cada año; y, para su valor anual, del último año transcurrido, considerando los últimos seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica del año.

a. Para las centrales térmicas

$$FIP = \frac{HIP}{HP} \times 100\%$$

Donde:

HIP: Horas de indisponibilidad programada durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP: Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

b. Para las centrales hidráulicas

$$HIP = \frac{\sum_{i=1}^n (PE_i \times HIP_i)}{PE_t \times HP} \times 100\%$$

Donde :

Pei: Potencia Efectiva de cada unidad (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

$$\sum_{i=1}^n PE_i = PE_t$$

HIPi: Horas de Indisponibilidad Programada de cada unidad durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

PEt: Potencia Efectiva de la central.

HP: Horas de Punta del Sistema para el periodo estadístico.

n: Número de unidades (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

Las restricciones parciales de potencia, causadas por trabajos en instalaciones conexas a la central hidráulica, serán consideradas como indisponibilidades parciales conforme a lo que se indica en 7.1.4.

7.1.3. INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES QUE CARECEN DE INFORMACIÓN HISTÓRICA

Mientras no se disponga de información histórica para unidades recién incorporadas al sistema; y, para los tres primeros meses de operación comercial, el Número de Horas de Indisponibilidad Fortuita (HIF) y el Número de Horas de Indisponibilidad Programada (HIP) a aplicarse en los puntos 7.1.1 y 7.1.2, respectivamente, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el anexo B por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) del período estadístico.

La información histórica de cada unidad será registrada desde su entrada en servicio comercial.

7.1.4. INDISPONIBILIDADES PARCIALES

Las restricciones de potencia iguales o inferiores al 15% de la potencia efectiva de una unidad de generación no son consideradas como indisponibilidades.

Las restricciones de potencia de una unidad de generación superiores al 15% de su potencia efectiva son consideradas como indisponibilidades parciales. La indisponibilidad parcial se considerará como una indisponibilidad total con un tiempo equivalente de duración

igual al producto de la potencia restringida y el tiempo de indisponibilidad parcial, dividido entre la potencia efectiva de la unidad generadora. Los tiempos equivalentes de duración de las interrupciones parciales fortuitas o programadas serán considerados, de ser el caso, en las horas: HIF o HIP mencionadas en los puntos 7.1.1 ó 7.1.2, respectivamente.

7.2. FACTOR DE PRESENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

El factor de presencia (FP) es aplicable a la unidad de generación, la cual, para el caso de las hidroeléctricas es la central en su conjunto. El factor de presencia es de aplicación mensual. Se refiere a cambios entre dos estados: Indisponibilidad Total (factor de presencia = 0) y Disponibilidad Total (factor de presencia = 1), evaluados para cada día.

Si en un mes calendario, la indisponibilidad total no es superior a 15 días consecutivos, el factor de presencia mensual será igual a uno (1.0), caso contrario se determinará según la formulación siguiente:

$$FP = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n d_i$$

Donde:

FP: Factor de Presencia mensual;

n: Número de días del mes;

d_i: Disponibilidad diaria de la central del día "i" (1 ó 0). Se calculará de la siguiente manera:

- 1 Si la central despachó al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.
- 0 Si la central no despachó al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

El factor de presencia debe considerar la operatividad de la central hidroeléctrica por causas propias que indispongan a la central, cubriendo todo el mes de evaluación.

Para este cálculo no se consideran los mantenimientos programados incluidos en la evaluación de la energía garantizada de la central, prevista en la determinación de la potencia firme hidráulica.

Para la determinación de los factores de indisponibilidad no se registrará como indisponibilidad de las unidades, lo correspondiente al período en el cual su factor de presencia es cero.

La DEE calculará el factor de presencia de cada unidad para un mes y lo remitirá a la DED a más tardar al tercer día laborable del mes siguiente.

7.3. VERIFICACION DE DISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES TERMICAS MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS

La DOCOES y el COORDINADOR tendrán a su cargo la selección de los días en que se realizarán las pruebas y las máquinas que serán sometidas a prueba. El COORDINADOR tendrá a su cargo la supervisión de las pruebas. Los resultados serán incluidos en el correspondiente informe sobre la operación del sistema que remite diariamente a la DOCOES.

Se realizarán cuatro (4) pruebas mensuales, durante el año.

7.3.1. SELECCIÓN ALEATORIA

a. Selección de los días de prueba

Los días de prueba serán seleccionados mediante un sorteo que se realizará todos los días a las 16:00 horas, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán al inicio del mes, en una urna, tantas balotas como días tenga el mes, de las cuales cuatro (4) serán de color negro y las restantes de color blanco.
- Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna, la cual no se reintegrará a la urna. Si la balota resulta ser negra, se realizará una prueba ese día.

b. Selección de la unidad sometida a prueba

Si en el punto a. se seleccionara una balota negra, se procederá inmediatamente con la selección de la unidad de generación que se someterá a prueba, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán, en una urna, tantas balotas como unidades tenga el parque térmico en ese momento, excluidas aquellas que hayan operado exitosamente en los 30 días previos y las que se encuentren indisponibles según el programa semanal de operación. Cada balota mostrará la identificación de una de las unidades de generación térmica.
- Las unidades que ya fueron sometidas a prueba mediante esta selección, no serán consideradas en la selección para las pruebas siguientes del mes en curso.
- Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna. La unidad a la que corresponda, será sometida a prueba a partir de las 17:00 horas de ese día.

7.3.2. SOBRE LA PRUEBA

La prueba incluirá:

- a. El arranque y sincronización;
- b. El proceso de carga hasta alcanzar plena-carga en función de la rampa de carga propia de la unidad;
- c. Un período de operación a plena-carga igual al tiempo mínimo técnico de operación de la unidad o dos (2) horas, el que resulte mayor;
- d. La descarga;

La DPP verificará que la unidad sobre la que se realiza la prueba sea efectivamente la unidad sorteada. Esta verificación será realizada con la ayuda de medidores o registradores instalados en cada unidad y visitas no anunciadas. El resultado de dicha verificación será informado al Coordinador y a la Dirección General de Electricidad del MEM dentro de las 24:00 horas siguientes de culminada la prueba.

La unidad sometida a prueba no se constituirá como unidad marginal. Para efectos de realizar este ensayo, se disminuirá la generación de la(s) unidades(es) de mayor costo variable que se encuentre(n) operando en el sistema.

De fallar en el arranque, la unidad de generación será declarada indisponible, permitiéndosele, a su solicitud y propio costo, un re arranque dentro de su tiempo de re arranque declarado. De resultar exitoso el re arranque, su indisponibilidad será contabilizada hasta el momento de su sincronización al sistema.

Si la unidad no alcanza su potencia efectiva en la etapa de carga durante la prueba, ésta se continuará con la potencia máxima que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentre.

Si las pruebas no resultaran exitosas, la indisponibilidad total o parcial de las unidades, en esta etapa de prueba, serán evaluadas tomando en consideración lo señalado anteriormente en 7.1.2 (Factores de indisponibilidad programada mensual y anual para unidades térmicas e hidráulicas) y en 7.1.4 (Indisponibilidades parciales).

7.3.3. COMPENSACIÓN POR PRUEBA

La compensación por prueba exitosa (en su primera oportunidad), a la unidad seleccionada en forma aleatoria, será de:

$$\text{Compensación} = E * (\text{CV} - \text{CMg} * \text{fp})$$

Donde:

E: Energía Inyectada en bornes del generador

CV: Costo variable de la unidad ensayada

CMg: Costo Marginal del Sistema.

fp: Factor de Pérdidas.

El mecanismo para efectuar la compensación será similar al considerado en el Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La prueba es considerada exitosa si no se reporta ninguna falla permanente y continuada durante el período de ensayo.

Los costos de arranque y parada, en caso de pruebas exitosas (en su primera oportunidad), serán compensados de acuerdo al Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones para otros generadores por desplazamiento de energía.

7.4. VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDADES MEDIANTE PRUEBAS POR SOLICITUD DE TERCEROS

Puede efectuarse una prueba por solicitud de terceros, en un día determinado, independientemente de la que se lleve a cabo como resultado del procedimiento descrito en el numeral 7.3.

Para ello, cualquier generador integrante del COES puede solicitar, con carácter de reservado, una prueba en cualquiera de las unidades térmicas a la DOCOES, quien evaluará, con la mayor discreción y reserva del caso, si su solicitud es fundada. Si lo es, la DOCOES obviará el procedimiento de selección y dispondrá la prueba de dicha máquina. Dicha solicitud se podrá presentar hasta antes de las 16:00 horas de un día determinado. En caso de concurrencia de dos (2) o más solicitudes, la unidad a someterse a prueba por solicitud de terceros, se determinará por sorteo.

Si la unidad solicitada resulta posteriormente seleccionada en el proceso establecido en el numeral 7.3, la prueba se realizará siguiendo el procedimiento de ese literal.

La prueba se llevará a cabo de acuerdo a lo dispuesto en el punto 7.3.2. Si la unidad sometida a prueba resulta disponible, el generador solicitante asumirá las compensaciones de dicha prueba en forma equivalente a lo establecido en 7.3.2, incluyendo los costos de

arranque y parada. En caso contrario, el titular de la unidad de generación sometida a prueba asumirá todos los costos de la prueba.

7.5. INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD

Los incentivos a la disponibilidad son expresados en términos de penalización por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico o de combustible. Estas faltas corresponden a eventos no directamente asociados con las unidades de generación.

7.5.1. FACTOR POR FALTA DE CAPACIDAD GARANTIZADA DE TRANSPORTE ELÉCTRICO Y DE COMBUSTIBLE (K)

Los datos serán obtenidos mensualmente y los cálculos se realizarán con los datos del mes de evaluación.

El factor de corrección por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico y de combustible es igual a:

$$K = (1 - FCIX)$$

Donde FCIX es igual a FCle o FClc , el que resulte mayor.

Donde:

a. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCle)

$$FCle = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{PL}{\sum P_{ef}} \right) \right] \left(\frac{T}{HPM} \right) & \text{Si } PL < \sum P_{ef} \\ 0 & \text{Si } PL \geq \sum P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

PL : Capacidad efectiva de la línea de conexión asociada a la generación;

$\sum P_{ef}$: Sumatoria de potencias efectivas de las unidades de generación que utilizan la línea de conexión;

T: Período en el que la capacidad efectiva de la línea de conexión es menor que la potencia efectiva del conjunto de unidades y/o centrales asociadas a la línea de conexión;

HPM: Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

b. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte de combustible (FClc)

$$FClc = \begin{cases} \left[1 - \left(\frac{P_G}{P_{ef}} \right) \right] \left(\frac{T}{HPM} \right) & \text{Si } P_G < P_{ef} \\ 0 & \text{Si } P_G \geq P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

PG: Potencia generable por la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal.

Se considera potencia generable a la potencia promedio que puede generar una unidad con el combustible disponible para las Horas de Punta del Sistema y para el mes de evaluación.

Pef: Potencia efectiva de la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal.

En el caso de unidades que utilizan diferentes combustibles en el mes, se considerará como potencia efectiva al valor promedio ponderado de las potencias efectivas diarias que se consideran en la programación semanal.

T: Período en el que la Potencia generable de la unidad es menor que la Potencia efectiva.

HPM: Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerará como combustible disponible el que fijen los contratos a firme por el transporte o suministro de gas desde el campo a la central, el que resulte menor, cuando corresponda.

Este factor es cero (0) para unidades hidráulicas.

7.5.2. UTILIZACION DEL FACTOR K

Si uno o ambos factores de capacidad indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCIe) o de transporte de combustible (FCIc) de una unidad generadora son distintos de cero, y sólo para efectos de determinar su potencia firme remunerable, la unidad será considerada, para la evaluación del mes siguiente, con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento para la fracción de su potencia efectiva no garantizada, tal como lo indica el PR-N° 28.

8. VALORES REFERENCIALES MÁXIMOS DE INDISPONIBILIDADES

Los valores máximos de indisponibilidades en Horas de Punta del evaluación son:

- Indisponibilidad fortuita mensual para unidades térmicas: 14%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades térmicas: 17%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades hidráulicas: 14%
- Indisponibilidad programada anual para unidades térmicas e hidráulicas: 30%

ANEXO A
INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL CÁLCULO DE INDISPONIBILIDADES
DE UNIDADES DE GENERACIÓN

INDISPONIBILIDADES EN HORAS PUNTA	DIA1	DIA2	DIA3	DIA4	DIA5	DIA6	DIA7
INDISPONIBILIDAD FORTUITA							
UNIDAD:							
Hora de inicio de la indisponibilidad forzada							
Hora finalización de la indisponibilidad forzada							
Tiempo de indisponibilidad forzada en horas punta							
Horas de operación							
Horas de reserva fina							
Causa							
INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA EJECUTADA							
UNIDAD TÉRMICA:							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
Causa							
La Indisponibilidad Forzada se extendió a una indisponibilidad programada							
UNIDAD HIDRAULICA:							
GRUPO 1							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO 2							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO i							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							

ANEXO B

FACTOR DE INDISPONIBILIDAD

CENTRAL	COMBUSTIBLE	HORAS		%	
		FORTUITA	PROGRAMADA	FORTUITA	PROGRAMADA
VAPOR	CARBON	365.1	992.3	4.2	11.3
	PETROLEO	269.8	1008.9	3.1	11.5
	GAS	250.7	1056.2	2.9	12.1
GAS	JEJ	197.6	529.8	2.3	6.0
	GAS	278.1	532.4	3.2	6.1
	DIESEL	359.2	528.0	4.1	6.0
DIESEL	TOODOS	170.4	188.3	1.9	2.1
CICLO COMBINADO		208.0	956.3	2.4	10.9
HIDRAULICAS (*)					

Fuente: National Energy Reliability Council

(*) Por definir

PROCEDIMIENTO N° 26 CALCULO DE LA POTENCIA FIRME

1. OBJETIVO

El cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras.

2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° inciso d))
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 103°, 110° y 112°)

3. PERIODICIDAD

Mensual

4. RESPONSABILIDADES

La DED es la responsable del cálculo de la potencia firme.

Las empresas generadoras son responsables del cálculo de la potencia garantizada para el caso de generadores hidráulicos, la verificación de la información y de los cálculos mencionados estará a cargo de la DED.

La DED es responsable de mantener actualizada la relación de los reservorios de regulación horaria.

Las empresas integrantes del COES son responsables de proporcionar a la DOCOES, a su solicitud, los siguientes datos:

- Las capacidades de regulación diaria/horaria para distintas horas de regulación con intervalos de hasta una hora.
- Las matrices de potencia y energía generables asociadas a distintas probabilidades de excedencia.

5. APROBACIÓN

La DOCOES es responsable de la aprobación del cálculo de la Potencia Firme.

6. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SEIN".

7. DATOS

7.1. Unidades Térmicas

- Factores de Disponibilidad fortuita mensual de las unidades.
- Potencia efectiva de las unidades de acuerdo a la última aplicación del PR-N° 17.

7.2. Centrales Hidráulicas

- Potencia efectiva de la(s) central(es).
- Caudal(es) máximo(s) turbinable(s) de la central(es).
- Mantenimientos programados de las unidades y elementos hidráulicos conexos.
- Caudales naturales mensuales para la probabilidad de excedencia dada.
- Requerimientos de agua para riego y/o agua potable.
- Capacidades de túneles y canales.
- Factor de presencia de las unidades hidráulicas (FP) según el PR-N° 25.

7.3. Reservorios

En cuanto a los reservorios a considerar, las empresas integrantes del COES proporcionarán a la DOCOES, con la debida sustentación técnica, la información más reciente referente a:

- Batimetría de los reservorios.
- Volumen máximo (**V_{max}**) y mínimo (**V_{min}**).
- Características de las obras de represamiento.
- Tiempo de traslado del agua desde el reservorio hasta la central.
- Longitud, medidas y tipo del conducto de agua.
- Ubicación de los reservorios en el mapa del Instituto Geográfico Militar, en escala apropiada.
- Caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales.
- Caudal natural de aporte intermedio.
- Función de dependencia de evaporación y filtración.
- Volúmenes descargados (**V_{Di}**) por los reservorios de regulación estacionales, resultantes de la simulación óptima en 8.2.1, para los 12 meses del año considerado (enero a diciembre).

En caso de reservorios de uso compartido por dos o más empresas, la información correspondiente será la resultante de la coordinación de éstas. La DOCOES verificará que, en todos los casos, la información presentada sea consistente.

Esta información deberá ser auditada por la DOCOES, de acuerdo al procedimiento que se establezca para el efecto, con anterioridad al cálculo de la potencia firme.

Las empresas integrantes del COES comunicarán a la Dirección de Operaciones cada vez que realicen la batimetría de los reservorios de sus centrales para actualizar su información.

Toda medición será coordinada con la DPP en relación con sus implicancias en la operación del sistema eléctrico. El proceso de mediciones y los resultados deberán ser debidamente sustentados.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. POTENCIA FIRME (PFT) DE UNA UNIDAD TÉRMICA

$$PF_1 = P_{eff} \cdot (1 - FIF)$$

Donde:

P_{eff}: Potencia Efectiva en bornes de la unidad.

FIF : Factor de Indisponibilidad Fortuita mensual de la unidad (PR-N° 25).

8.2. POTENCIA FIRME DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS

8.2.1. ENERGÍA GARANTIZADA POR LAS CENTRALES HIDRÁULICAS EN EL PERIODO DE EVALUACIÓN

- a. Para la probabilidad de excedencia dada y serie hidrológica iniciada en 1965, se determinan para cada mes los caudales naturales afluentes al reservorio estacional y los caudales naturales de aporte intermedio.
- b. Para efectos de simulación se asume que al inicio del año considerado, el volumen de todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de los últimos 10 años, obtenido a partir de un promedio aritmético.
- c. Se procede a simular para los doce meses del año la operación óptima de la(s) central(es), teniendo como objetivo maximizar la generación anual de dicha(s) central(es), para lo cual se deberá tener en cuenta lo siguiente:

Los caudales mensuales naturales afluentes definidos en a); su secuencia estricta; y, los volúmenes embalsados acumulados máximos y mínimos posibles resultantes, a través de los 12 meses del año considerado.

- Los volúmenes (caudales) de evaporación y filtración del reservorio estacional, calculados de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES.
- Los volúmenes (caudales) destinados al servicio de agua potable y/o riego.
- El valor inicial del reservorio estacional a las 00:00 horas del 01 de enero del año considerado, definido en b). El valor final del reservorio estacional a las 24:00 horas del 31 de diciembre será igual al volumen mínimo almacenado al final del mes de diciembre de los últimos 10 años.
- La capacidad máxima de túneles, canales, compuertas, etc.
- Los mantenimientos programados de las unidades y/o de la(s) central(es).
- En el caso de reservorios y cuencas aprovechados por dos o más centrales, los volúmenes descargados tomarán en cuenta la correlación física y la optimización común del aprovechamiento de los embalses y cuencas en beneficio del sistema.
- En caso de múltiples reservorios asociados a una central, el efecto de éstos se tomará, de ser posible, como el equivalente a un reservorio estacional.
- La potencia efectiva de la central (**P_{eff}**).
- La energía máxima generable (**EMGi**) en el mes *i*:

$$EMGi = P_{eff} \cdot (N_i - M_i)$$

Donde:

N_i: Número de horas del mes *i*.

M_i: Número de horas de mantenimiento programado de la central durante el mes *i*.

- d. Se obtienen las energías garantizadas (**EG_i**) por la(s) central(es), para cada uno de los 12 meses *i* del año considerado, en función de los volúmenes descargados totales (**VDT_i**), los volúmenes de aporte intermedio (**V_i**) y la energía máxima generable (**EMGi**):

$$EG_i = \text{Min} \{ R \cdot (VDT_i + V_i), EMGi \}$$

Donde:

R: Rendimiento (MWh/m³).

V_i: Volumen total de agua correspondientes a los caudales naturales de aporte intermedio.

VDT_i: Volúmenes descargados totales de todos los

embalses estacionales.

- e. **La Energía Garantizada** por la(s) central(es) (EG) en el período de evaluación (6 meses más críticos de la oferta hidrológica) será igual a la suma de las energías garantizadas de los meses que conforman dicho período:

$$EG = \sum_{i \in T} EG_i$$

Donde:

T: Período de evaluación

8.2.2. ENERGÍA Y POTENCIA GARANTIZADA POR LOS RESERVIORIOS CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN HORARIA

- a. **Energía Garantizada por los Reservorios Estacionales con capacidad de Regulación Horaria durante el período de evaluación (EGRE):**

$$EGRE = \min \left\{ R \cdot \sum_{i \in T} VDi, |P_{\text{efh}} \cdot HR \cdot N| \right\}$$

Donde:

VDi: Volumen Descargado en el mes i por el reservorio estacional con capacidad de Regulación Horaria.

HR: Horas de Regulación.

N: Número de días del período de evaluación.

- b. **Energía Garantizada por los Reservorios Horarios con capacidad de Regulación Horaria durante el período de evaluación (EGRH):**

$$EGRH = \min \left\{ R \cdot V_{\text{res}} \cdot N, |R \cdot \sum V_{\text{fhr}}| |P_{\text{grh}} \cdot HR \cdot N| \right\}$$

Donde:

Vres: Volumen útil total del reservorio horario $V_{\text{res}} = V_{\text{máx}} - V_{\text{mín}}$.

Vfhr: Volumen total de agua que fluye hacia el reservorio horario en las horas fuera de regulación del período de evaluación. Lo determinan los caudales naturales afluentes de la cuenca intermedia más las descargas de los reservorios estacionales sin capacidad de regulación horaria.

- c. **Energía Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (EGR), en el período de evaluación:**

$$EGR = \text{Min} \{ |EGRE + EGRH| | P_{em} \cdot HR \cdot N | \}$$

- d. **Potencia Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (PGR), en el período de evaluación:**

$$PGR = \frac{EGR}{HR \cdot N}$$

8.2.3. ENERGÍA DE PASADA Y POTENCIA GARANTIZADA COMO CENTRAL DE PASADA

- a. **Energía de Pasada de la unidad de generación en el período de evaluación (EGCP):**

$$EGCP = EG - EGRE$$

Donde:

EG: Energía garantizada por la central en el período de evaluación.

- b. **Potencia Garantizada como Central de Pasada (PGCP) :**

$$PGCP = \frac{EGCP_{hr}}{HTPhr}$$

Donde:

EGCP_{hr}: Energía de pasada durante las horas de regulación (EGCP*HR/24)

HTPhr : Horas totales del periodo de regulación (N*HR)

8.2.4. POTENCIA GARANTIZADA Y POTENCIA FIRME DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS

- a. **Potencia garantizada de la unidad (PG).**

$$PG = \text{Min} \{ |PGR + PGCP| | P_{em} | \}$$

- b. **Potencia firme de las centrales hidráulicas (PFH).**

$$PF_H = PG * FP$$

Donde:

FP: Factor de presencia (PR-N° 25).

8.3. REAJUSTE DE LAS POTENCIAS FIRMES DE LAS UNIDADES DE GENERACION EN CASO DE DEFICIT RESPECTO A LA MAXIMA DEMANDA.

8.3.1. OBJETIVO.

Reajustar la potencia firme de las unidades de generación en el caso supuesto que la suma de las potencias firmes de las unidades térmicas e hidráulicas no llegue a cubrir la máxima demanda a nivel de generación del sistema, para una probabilidad de excedencia dada por el Ministerio de Energía y Minas.

8.3.2. DATOS.

Las empresas integrantes del COES proporcionarán a la Dirección de Operaciones los siguientes datos:

Las capacidades de regulación diaria/horaria para distintas horas de regulación con intervalos de hasta una hora.

Las matrices de potencia y energía generables asociadas a distintas probabilidades de excedencia.

8.3.3. FORMULACION.

Para reajustar las potencias firmes se seguirá el siguiente procedimiento secuencial:

a. DISMINUCION DE LAS HORAS DE REGULACION.

Se reduce progresivamente el número de horas de regulación horaria HR, en intervalos de una hora a fin de incrementar la potencia garantizada con los reservorios de regulación horaria en el acápite 8.2.2, limitando a que la suma de esta nueva potencia y la potencia garantizada como central de pasada no sea mayor a la potencia efectiva de la unidad de generación. El límite mínimo de este parámetro es de una hora.

b. DISMINUCION DE LA PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA.

Si la disminución de horas de regulación según 8.3.3.a no satisface la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes, se procederá a recalcular la potencia garantizada hidráulica disminuyendo la probabilidad de excedencia, de acuerdo a los siguientes pasos

b.1. Se disminuye la probabilidad de excedencia de todos los embalses y cuencas en intervalos de 2% o menos.

b.2. En base a los datos proporcionados se recalcula la Potencia Garantizada establecida en los acápites 8.2.2.d, 8.2.3.b y 8.2.4.a.

- b.3. Si las magnitudes recalculadas en b.2 no logran satisfacer la igualdad de la suma de potencias firmes a la máxima demanda a nivel de generación se repetirán sucesivamente los pasos b.1 y b.2 hasta que la probabilidad de excedencia no sea inferior a 70 %.
- b.4. Si al término del paso b.3 no se satisficiera la igualdad establecida, se realizará el proceso indicado en c.

c. DISMINUCION DE LA INDISPONIBILIDAD DE CENTRALES.

Se procederá a recalculas las potencias firmes térmicas e hidráulicas disminuyendo la indisponibilidad fortuita de las unidades térmicas y los mantenimientos programados de las centrales hidráulicas.

- c.1. Se determinan los nuevos factores de disponibilidad de las unidades de generación asignando reducciones del 1% para el caso de las unidades térmicas a fin de buscar la igualdad de la máxima demanda a nivel de barras de generación y la potencia firme total del sistema, a partir de las magnitudes calculadas en b. La indisponibilidad límite es 0%.
- c.2. Si no se alcanza la igualdad se procede a disminuir la indisponibilidad por mantenimientos programados en períodos sucesivos de 10 días de las centrales hidráulicas, recalculándose nuevamente la potencia garantizada.
- c.3. Si luego de concluir el paso anterior no se logra la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes así calculadas, la potencia firme de cada unidad de generación será igual a la potencia efectiva de la unidad.

**PROCEDIMIENTO N° 27
EGRESOS POR COMPRA DE POTENCIA**

1. OBJETIVO

Determinar el Egreso por Compra de Potencia, así como los montos mensuales del Ingreso Disponible para el pago de la Potencia, Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema e Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema del COES.

2. BASE LEGAL

2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° inciso f))

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 111° y 137°)

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SEIN".

4. PERIODICIDAD

Mensual.

5. RESPONSABLE

La DEE es el responsable del cálculo de los Egresos por Compra de Potencia.

6. APROBACIÓN

La DOCOES es responsable de la aprobación, en aplicación del presente Procedimiento, tomando en consideración las recomendaciones del CTEE. Se llevará a cabo en la oportunidad en que se aprueben las Transferencias de Potencia.

7. DATOS

La Máxima Demanda Mensual a nivel de generación, la fecha y hora en la que se produjo el Intervalo de Punta del mes serán proporcionados por la DPP el segundo día calendario del mes siguiente.

Las Demandas Coincidentes de los Clientes (en kW) de cada generador serán proporcionados a la DEE por los representantes de los generadores el quinto día calendario del mes siguiente, en medio magnético con software que ofrezca garantía de ser los datos originales registrados y que permita ser auditable.

El Precio de Potencia en Barra de Facturación (en Nuevos Soles/kW-mes), sin incluir los peajes, será proporcionado a la DEE por los representantes de los generadores el día 15 del mes en evaluación (en caso que ocurra una variación de precios por aplicación de factores de actualización en el mes, se utilizará el precio promedio ponderado resultante por los días correspondientes). Estos datos se presentarán en medio magnético o, en su defecto, por correo electrónico con confirmación de lectura por el destinatario, de acuerdo a los formatos indicados en el Anexo A.

Los factores por Incentivo a la Contratación y por Incentivo al Despacho son fijados por el MEM, de acuerdo al Artículo 111° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Los datos monetarios serán redondeados a dos decimales.

Los datos de potencia en kW serán redondeados al entero más cercano.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. EGRESO POR COMPRA DE POTENCIA

- 8.1.1. Para el Intervalo de Punta del Mes se determina la Demanda Coincidente de los Clientes atribuibles a cada Generador Integrante del COES en las Barras de Facturación.
- 8.1.2. Se determina el Precio de Compra mensual de Potencia en las Barras de Facturación, como el producto del Precio de Potencia en Barra de Facturación, sin incluir los peajes por conexión, multiplicado por el complemento del factor de Incentivo a la Contratación. El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a uno (1) menos el factor por Incentivo a la Contratación.
- 8.1.3. El Egreso mensual por Compra de Potencia para un Generador Integrante del COES será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente (8.1.1) de cada uno de sus clientes por el Precio de Compra de Potencia (8.1.2) respectivo, más el Saldo por Peaje por Conexión determinado de acuerdo al PR-N° 23.
- 8.1.4. Los Generadores Integrantes del COES que abastecen a un cliente en forma simultánea en una misma Barra de Facturación, asumirán el costo mensual por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia.
- 8.1.5. El Egreso mensual por Compra de Potencia al Sistema es igual a la suma de los Egresos mensuales por Compra de Potencia de todos los Generadores Integrantes del COES.
- 8.1.6. El Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia entre Generadores Integrantes del COES es igual al Egreso mensual por Compra de Potencia al Sistema.

8.2. INGRESO ADICIONAL POR POTENCIA GENERADA EN EL SISTEMA

- 8.2.1. El monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es igual al Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho.
- 8.2.2. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.

8.3. INGRESO GARANTIZADO POR POTENCIA FIRME REQUERIDA POR EL SISTEMA

El monto mensual del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al Ingreso mensual Disponible para el Pago de Potencia menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

8.4. CONEXIÓN DE CLIENTES NUEVOS AL SISTEMA

Si un cliente nuevo se conecta al sistema durante un mes determinado, el generador que le suministre declarará como egresos por compra de potencia al sistema (relacionados con el cliente nuevo) el monto correspondiente a la demanda coincidente de este cliente multiplicado por el número de días transcurridos desde su conexión hasta el final del mes, dividido entre el número total de días del mes.

8.5. CAMBIOS DE SUMINISTRADOR

En caso de cambio de un cliente de un suministrador a otro dentro del mes en evaluación, la potencia del cliente a considerar será su demanda coincidente con la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación, y para cada suministrador su Egreso por Compra de Potencia será proporcional a los días de vigencia de sus contratos teniendo en cuenta la potencia contratada por cada uno de ellos.

8.6. INGRESO Y RETIRO DE UNIDADES DURANTE EL MES

En el caso de centrales térmicas, la remuneración se establece en proporción a los días disponibles para la operación.

En el caso de centrales hidráulicas, la remuneración se establece en proporción a los días disponibles para la operación, luego de establecer el impacto del ingreso o retiro de la unidad a través de una simulación.

ANEXO A

DATOS REQUERIDOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL EGRESO POR COMPRA DE POTENCIA DE LOS GENERADORES INTEGRANTES DEL COES

NOMBRE DEL GENERADOR : _____

AÑO :

MES :

DIA :

HORA :

NOMBRE DE LA BARRA DE FACTURACIÓN	TENSION (kV)	PRECIO DE POTENCIA EN BARRA (\$/KW-MES) (1)	POTENCIA CONSUMIDA POR EL CLIENTE (KW) (2)

(1) Precio promedio ponderado de Potencia en Barra de Facturación sin incluir peajes

(2) Potencia consumida por el cliente del generador en el intervalo que se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.

PROCEDIMIENTO N° 28 INGRESOS GARANTIZADOS POR POTENCIA FIRME

1. OBJETIVO

Determinar los Ingresos Garantizados por Potencia Firme de las empresas generadoras integrantes del COES.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 41°, 43° inciso a))

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 109°, 111° y 112°).

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SEIN".

4. PERIODICIDAD

Mensual.

5. RESPONSABILIDAD

División de Evaluación y Estadística (DEE).

6. APROBACION

La DOCOES es responsable de la aprobación, en la oportunidad en que se aprueben las Valorizaciones de Transferencia de Potencia.

7. DATOS

7.1. La Máxima Demanda Mensual a nivel de generación, la fecha y hora en la que se produjo el intervalo de punta del mes serán proporcionados por la DPP, el segundo día calendario del mes siguiente.

7.2. Las Demandas Coincidentes de los Clientes (en kW y kVAr) de cada generador y los consumos de los servicios auxiliares (en kW y kVAr) de las centrales de generación en el intervalo de punta del mes, serán proporcionados a la DEE por los representantes de los generadores el quinto día calendario del mes siguiente.

El Precio de Potencia en Barra de Facturación (en Nuevos Soles/kW-mes), será proporcionado a la DEE por los representantes de los generadores el día 15 del mes en evaluación (en caso que ocurra una variación de precios por aplicación de factores de actualización en el mes, se utilizará el precio promedio ponderado resultante por los días correspondientes). Estos datos se presentarán en medio

magnético o, en su defecto, por correo electrónico con confirmación de lectura por el destinatario, de acuerdo a los formatos indicados en el Anexo A.

- 7.3. El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico es fijado por el MEM, de acuerdo al Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 7.4. La Potencia Efectiva y la Potencia Firme de cada unidad generadora será proporcionada por la DED el quinto día del mes siguiente.
- 7.5. Los factores de disponibilidad de cada unidad de generación, las garantías de capacidad de transporte eléctrico y de combustible serán proporcionados por la DEE el tercer día del mes siguiente.
- 7.6. Los Costos Variables correspondientes al Intervalo de Punta del mes serán proporcionados por la DPP. Estos se utilizarán en la optimización de los despachos de energía.

Los datos monetarios serán redondeados a dos decimales.

Los datos de potencia en kW y kVAr serán redondeados al entero más cercano.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. FACTOR DE RESERVA FIRME

- 8.1.1. Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus Costos Variables.
- 8.1.2. Se determina la unidad de generación cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades de generación que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda Mensual más la Reserva (calculada según 8.2.3).
- 8.1.3. Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades cuyas potencias efectivas igualan la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación más la Reserva, considerando para la última unidad generadora, únicamente, su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella.
- 8.1.4. El factor de Reserva Firme es el cociente de la Potencia Firme Colocada y la Máxima Demanda

8.2. POTENCIA FIRME REMUNERABLE

- 8.2.1. Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada Generador Integrante del COES, en las Barras de Facturación; y, los consumos de los servicios auxiliares de las centrales de generación.
- 8.2.2. Se determina la Potencia Efectiva Total, que es el resultado de la suma de las Potencias Efectivas de todas

las unidades de generación, determinadas según los PR-N° 17 y PR-N° 18.

- 8.2.3. Se calcula la Reserva del sistema como el producto de la Máxima Demanda y el Margen de Reserva.
- 8.2.4. Si la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada unidad generadora es igual a su Potencia Firme, determinada de acuerdo al PR-N° 26.
- 8.2.5. Si la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable de cada unidad generadora será determinada mediante el siguiente procedimiento:
 - a. Se determina la Potencia Disponible de cada unidad como el cociente de su Potencia Firme, determinada de acuerdo al PR-N° 26, entre el factor de Reserva Firme.
 - b. Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un único Flujo de Carga Óptimo para el Intervalo de Punta del mes, considerando:
 - b.1. Como potencia de la unidad: su Potencia Disponible.
 - b.2. El Costo Variable de cada unidad de generación (según 7.6), con las consideraciones indicadas en el acápite 8.5.
 - b.3. Como demanda, la Demanda Coincidente de los Clientes y el consumo de los servicios auxiliares de las centrales de generación.
 - b.4. Las restricciones de capacidad en las redes de transmisión determinadas según la operación normal del sistema eléctrico.Las potencias de cada unidad de generación resultantes del despacho económico de potencia se denominan Potencias Disponibles Despachadas.
 - c. Si en la simulación de Flujo de Carga Óptimo, al menos una de las potencias despachadas resultantes es igual a cero, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.
Para el valor recalculado del factor de Reserva Firme no se efectuará un nuevo Flujo de Carga Óptimo.
El factor de Reserva Firme recalculado será igual al factor de Reserva Firme anterior multiplicado por la sumatoria de las potencias despachadas resultantes dividido entre la Máxima Demanda.

- d. La Potencia Firme Remunerable de cada unidad es igual al producto de su Potencia Disponible Despachada y el factor de Reserva Firme.

8.3. INGRESO GARANTIZADO POR POTENCIA FIRME

- 8.3.1. Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir peajes, multiplicándolo por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0
- 8.3.2. Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad (determinado en 8.2). El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.
- 8.3.3. El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, determinado de acuerdo al PR-N° 27, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.
- 8.3.4. El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar (determinado en 8.3.2) por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado (determinado en 8.3.3).
- 8.3.5. El Ingreso Garantizado por Potencia Firme de cada empresa de generación integrante del COES será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.

8.4. INGRESO O RETIRO DE UNIDADES DURANTE EL MES

Cuando se produce el ingreso o retiro de la operación comercial de unidades en el COES durante un mes, los Ingresos Garantizados por Potencia Firme se determinarán de la siguiente manera:

- 8.4.1 Se calcularán los Factores de Reserva Firme (8.1), Potencias Firmes Remunerables (8.2) e Ingresos Garantizados por Potencia Firme (8.3) considerando el parque generador en operación comercial antes y después de la(s) fecha(s) de ingreso(s) o retiro(s) comercial(es) de la(s) unidad(es), ambos casos con el mismo Intervalo de Punta del mes.
- 8.4.2 El Ingreso Garantizado por Potencia Firme final de cada unidad generadora será el resultado de la suma de sus Ingresos Garantizados por Potencia Firme calculados anteriormente multiplicados por el número de días transcurridos antes y después de la(s) fecha(s) de ingreso(s) o retiro(s) comercial(es) de la(s) unidad(es) que les correspondan y dividido entre el número total de días del mes.

8.5. INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD

- 8.5.1. En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, según lo establecido en el PR-N° 25 y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada para la evaluación del mes siguiente con un Costo Variable igual al costo de racionamiento.
- 8.5.2. En caso que alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible, según lo establecido en el PR-N° 25 y sólo para efectos de determinar su potencia firme remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable igual al costo de racionamiento. Este incentivo será aplicable para la fracción de su potencia efectiva no garantizada.
- 8.5.3. La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en 8.5.1 y/o 8.5.2, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y no podrá ser superior al 10% de su Ingreso Anual por Potencia en el año considerado, totalizados todos sus descuentos mensualmente.
- 8.5.4. El descuento en función de la magnitud del riesgo en que se coloca el sistema eléctrico será determinado tomando en cuenta el máximo racionamiento de potencia registrado en el mes, durante las horas de punta diaria del sistema, considerando lo siguiente:
- Descuento en los Ingresos por Potencia de una unidad o central generadora (D_i)
 - La Máxima Demanda Insatisfecha del mes de evaluación (DI)
 - El precio de Potencia en la barra de referencia (PPB)
 - Potencia Restringida de cada unidad o central generadora (P_{ri}).
 - Máxima Demanda del mes (MD).
 - Pérdida de Generación de cada unidad o central generadora (P_{ri}').
 - Potencia dispuesta para el despacho (P_{di})
 - Potencia generada por la unidad i (P_{gi})

El descuento (D_i) será determinado de la siguiente forma

$$D_i = DI + PPB + \frac{P_{ri}}{MD}$$

$$\text{Donde: } P_{ri} = DI + \frac{P_{ri}'}{\sum P_{ri}'}$$

$$P_{ri}' = P_{di} - P_{gi}$$

Teniendo en cuenta la siguiente restricción:

$$D_i \leq 10\% \cdot IPI$$

Donde: IPI = Ingreso anual por Potencia de la unidad o central generadora i.

Este cálculo será efectuado en forma mensual y se efectuarán las liquidaciones correspondientes al término de cada año.

La sumatoria de D_i será distribuida entre las demás unidades generadoras que no estén incluidas en las condiciones 8.5.1 ó 8.5.2, en función a su Potencia Firme Remunerable Total del mes en evaluación.

ANEXO A
DATOS REQUERIDOS PARA LA DETERMINACIÓN INGRESOS
GARANTIZADOS POR POTENCIA FIRME DE LOS GENERADORES
INTEGRANTES DEL COES

NOMBRE DEL GENERADOR :

AÑO :

MES :

DIA :

HORA :

:

NOMBRE DE LA BARRA DE FACTURACIÓN O CENTRAL DE GENERACIÓN	TENSION (kV)	PRECIO DE POTENCIA EN BARRA (S./kW- MES) (1)	POTENCIA CONSUMIDA POR EL CLIENTE O SERVICIOS AUXILIARES (2)	
			(kW)	(kVA)

(1) Precio promedio ponderado de Potencia de Punta a nivel de generación (PPM), en bornes de generación.

(2) Potencia consumida en el intervalo que se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación

PROCEDIMIENTO N° 29
INGRESOS ADICIONALES POR POTENCIA GENERADA EN EL
SISTEMA

1. OBJETIVO.

Determinar los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de las Empresas Integrantes del COES.

2. BASE LEGAL.

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 41° y 43°)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 111° y 113°)

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SEIN".

4. PERIODICIDAD.

La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual.

A más tardar el 31 de mayo de cada año, se realizará un ajuste anual de tales Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el sistema al efectuar la liquidación del año anterior (mayo-abril).

El cálculo de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema, previstos para las Empresas Integrantes del COES, se realizará antes del 30 de abril de cada año para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente.

5. RESPONSABILIDADES.

- 5.1. La DEE es responsable de efectuar los cálculos de los Ingresos Adicionales por Potencia en el Sistema de las unidades de generación de las empresas integrantes del COES.
- 5.2. La DED es responsable de efectuar el cálculo de los despachos horarios previstos y de los factores de pérdidas previstos y reales para el período anual.
- 5.3. Las Empresas Integrantes del COES son responsables de proporcionar la información necesaria para efectuar los cálculos.

6. APROBACION.

- 6.4. La DOCOES es responsable de la aprobación de los cálculos de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema.

7. DATOS

El MEM fija los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia para cada hora del año.

La DPP proporcionará durante los 3 primeros días hábiles de cada mes, la información relativa a las Potencias Horarias (PH_{kj}) reales producidas por cada unidad de generación **k**, en la hora **j** del mes calendario inmediato anterior.

Se considera como Potencia Horaria real (PHkj) para la unidad de generación k, en la hora j, a aquella obtenida como el promedio de la energía de los cuatro intervalos de 15 minutos de dicha hora.

La DED proporcionará durante los 3 primeros días hábiles de cada mes, los valores de los Factores de Pérdidas de Barra (FPBkj) reales para cada barra donde está ubicada una unidad de generación k, para cada hora j del mes calendario inmediato anterior. Los Factores de Pérdidas de Barra se calculan conforme al artículo 127° del Reglamento.

La DEE proporcionará, durante los 15 primeros días de mayo de cada año, la información correspondiente a cada Empresa Generadora, referente a los montos recibidos como Ingresos Adicionales por Potencias Generadas Mensuales (IAPGMe), en el período anual mayo-abril inmediato anterior.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. PROYECCIÓN DE INGRESOS ADICIONALES POR POTENCIA GENERADA EN EL SISTEMA

8.1.1. La DED calculará, antes del 30 de abril de cada año, las Potencias Horarias (PHkj) previstas para cada unidad de generación k, en la hora j, para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente, considerando las restricciones de las redes de transmisión. La DED empleará para tal fin modelos computacionales para el despacho de la generación que consideren un despacho de generación horario.

8.1.2. La DED calculará, antes del 30 de abril de cada año, los Factores de Pérdidas de Barra (FPBkj) previstos para cada barra donde está ubicada cada unidad de generación k y para cada una de las horas j del período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente. Los Factores de Pérdidas de Barra se calculan conforme al artículo 127° del Reglamento.

8.1.3. La DEE calculará, antes del 30 de abril de cada año, los montos mensuales previstos de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el sistema, para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente, de acuerdo con el Artículo N° 111 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y el PR-N° 27.

8.1.4. Finalizado un determinado mes, la DEE calculará o recalculará el Monto Anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema (IAPG) como la suma de los montos mensuales correspondientes al período anual mayo-abril, considerando los montos reales de

Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema para los meses transcurridos de dicho período y los montos previstos para los meses restantes. Este monto anual será considerado en la determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada para cada generador en el mes correspondiente.

8.2. INGRESOS ADICIONALES POR POTENCIA GENERADA PROVISIONALES MENSUALES PARA EL CÁLCULO DEL VALOR ECONÓMICO DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

8.2.1. El Factor de Ingresos Horarios por Potencia (FIHP_k) de cada unidad de generación k, para el período anual comprendido entre el 1 de mayo de un año determinado y el 30 de abril del año siguiente, se calcula de la siguiente manera:

$$FIHP_k = \sum_{j=1}^N |H_{kj} \cdot FPE_{kj} \cdot FDHPP_j| \quad k = 1, 2, \dots, N_G$$

Donde:

PH_{kj}: Potencia Horaria(1) de la unidad de generación k, para la hora j.

FPB_{kj}: Factor de Pérdidas(1) de la Barra de la unidad de generación k, en la hora j.

FDHPP_j: Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia para la hora j.

N: Número de horas del período anual comprendido entre el 1 de mayo del año considerado y el 30 de abril del año siguiente.

NG: Número de unidades de generación del Sistema.

(1) En todos los casos, de aquí en adelante, se utilizarán los valores reales de todos los parámetros incluidos en los cálculos para los meses transcurridos del período anual mayo-abril. Se utilizarán valores previstos para los meses restantes de dicho período, solamente, cuando sea manifiestamente imposible obtener los valores reales.

8.2.2. El Factor Constante del Precio Horario de Potencia (FCPHP) para el período anual en evaluación se calcula como:

$$FCPHP = \frac{IAPG}{\sum_{k=1}^{N_G} FIHP_k}$$

Donde:

IAPG: Monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada(1) calculado de acuerdo a los puntos 8.1.3 y 8.1.4.

FIHPk: Factor de Ingresos Horarios de Potencia para la unidad de generación k.

8.2.3. El Precio Horario de Potencia (PHPkj) en las barras de la unidad de generación k, en la hora j, se calcula como:

$$FHP_{kj} = FCPHP \cdot FPB_{kj} \cdot FDHPP_j \quad \begin{matrix} k = 1, 2, \dots, N_G \\ j = 1, 2, \dots, H \end{matrix}$$

8.2.4. El Ingreso Adicional Horario (IAHkj) de cada unidad de generación k, en la hora j, se calcula como:

$$IAH_{kj} = PHP_{kj} \cdot FIHP_k$$

8.2.5. El Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPGMk) de cada unidad k, para el mes en evaluación, se calcula como:

$$IAPGM_k = \sum_{j=1}^{NIM} IAH_{kj}$$

Donde:

NIM: Número de horas del mes en evaluación

8.2.6. El Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPGMe) de la empresa e, para el mes en evaluación, se calcula como:

$$IAPGM_e = \sum_{k=1}^{N_e} IAPGM_k$$

Donde:

Ne: Número de unidades de generación de la Empresa e.

Los puntos 8.2.1 a 8.2.6 se evalúan mensualmente; y, los montos mensuales resultantes de Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPGMe) se consideran en el PR-N° 30 para el cálculo provisional del valor económico de las transferencias de potencia entre generadores.

8.3. LIQUIDACIÓN ANUAL DE LOS INGRESOS ADICIONALES POR POTENCIA GENERADA

8.3.1. Se evalúan nuevamente los puntos 8.2.1 a 8.2.6 para cada mes del período mayo-abril inmediato anterior, considerando en todos los casos, valores reales para todos los parámetros. Esto dará como resultado los Ingresos Adicionales por Potencia Generada (IAPGM'e) reales de la empresa e, para cada uno de los doce (12) meses de dicho período.

8.3.2. Para cada Empresa Generadora, se evalúa la diferencia entre la sumatoria de los montos mensuales provisionales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (calculados según 8.2) y pagados durante los doce (12) meses del período mayo-abril inmediato anterior; y, la sumatoria de los montos reales mensuales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (calculados según el 8.3.1) para los doce (12) meses del mismo período. Las empresas con saldos positivos (D_i) se constituirán en deudoras y las empresas con saldos negativos (A_j) se constituirán en acreedoras.

8.3.3. Las empresas deudoras deberán transferir a las acreedoras, antes del 31 de mayo de cada año, los montos recibidos en exceso durante el período mayo-abril inmediato anterior. Esta Transferencia (T_{ij}) de la empresa deudora i a la acreedora j , se calcula como:

$$T_{ij} = \frac{D_i}{\sum D_i} A_j$$

Donde:

D_i : Saldo de la empresa deudora i .

$\sum D_i$: Total de saldos deudores.

A_j : Saldo de la empresa acreedora j .

PROCEDIMIENTO N° 30

VALORIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

1. OBJETIVO

Determinar la valorización de las Transferencias de Potencia entre Generadores Integrantes del COES.

2. BASE LEGAL

2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 41° y 43° inciso a)).

- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 2° y 109°).

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SEIN".

4. PERIODICIDAD

Mensual.

5. RESPONSABILIDAD

La DEE es responsable del cálculo de la Valorización de las Transferencias de Potencia.

6. APROBACIÓN

La DOCOES es responsable de la aprobación del cálculo de la Valorización de las Transferencias de Potencia

7. DATOS

Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada Generador Integrante del COES, determinados de acuerdo al PR-N° 28.

Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de cada Generador Integrante del COES, determinados de acuerdo al PR-N° 29.

Los Egresos por Compra de Potencia al Sistema de cada Generador Integrante del COES, determinados de acuerdo al PR-N° 27.

Monto resultante del Ajuste Transitorio, determinado de acuerdo al procedimiento de transición a que se refiere la Ley N° 26980.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. VALORIZACIÓN DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

8.1.1. El Ingreso por Potencia de un Generador Integrante del COES es igual a la suma de su Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema y su Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

8.1.2. El Egreso por Potencia de un Generador Integrante del COES es igual a su Egreso por Compra de Potencia al Sistema.

8.1.3. La valorización de la Transferencia de Potencia de cada Generador Integrante del COES es igual a su Ingreso por Potencia menos su Egreso por Potencia.

8.2. PAGOS

8.2.1. Los cálculos mensuales de las Transferencias de Potencia serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o

variables determinados posteriormente al mes del cálculo, deberán contemplarse procedimientos de recálculo.

- 8.2.2. Sumar a los resultados del numeral 8.1.3, los saldos del Ajuste Transitorio determinado de acuerdo al procedimiento de transición a que se refiere la Ley N° 26980 y definir un saldo neto para cada empresa.
- 8.2.3. Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo, pagará dicha cantidad dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente a todos los integrantes que tengan saldo neto positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo neto positivo total del mes.

8.3. RECALCULO

- 8.3.1. El valor económico de las transferencias mensuales de potencia entre generadores integrantes del COES, calculados en el Numeral 7, considera los montos mensuales provisionales del Ingreso Adicional por Potencia Generada (**IAPGMe**), calculados de acuerdo al numeral 8.2 del PR-N° 29.
- 8.3.2. Realizada la liquidación anual de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada de acuerdo al numeral 8.3 del PR-N° 29, se lleva a cabo un recálculo del valor económico de las transferencias mensuales de potencia entre generadores integrantes del COES con la consiguiente liquidación anual del valor económico de dichas transferencias la que tendrá lugar durante el primer trimestre del año siguiente.

ANEXO D

**GENERACION POR BLOQUE HORARIO PREVISTA PARA EL PERIODO
MAYO 2001 – ABRIL 2002**

FACTORES DE PERDIDAS PREVISTOS

GENERACION POR BLOQUE HORARIO PROVISIONAL (MAY-2001/ABR-2002)

		MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
Matucana	punta	110.837	76.082	66.398	69.025	74.277	76.150	87.532	107.704	125.042	116.023	88.656	123.927
	media	110.837	76.082	66.398	69.025	74.277	76.150	87.532	107.704	125.042	116.023	88.656	123.927
	base	110.837	76.082	66.398	69.025	74.277	76.150	87.532	107.704	125.042	116.023	88.656	123.927
Huinco	punta	217.338	212.627	208.048	209.833	216.432	216.799	214.927	216.969	217.338	217.338	217.338	128.266
	media	113.600	127.516	153.301	163.609	157.530	123.686	124.264	133.530	202.566	213.937	211.951	147.074
	base	11.467	10.466	20.508	33.799	43.394	6.017	5.034	11.003	66.769	142.886	151.989	101.123
Callahuanca	punta	74.991	66.725	65.198	67.320	67.548	67.249	71.068	74.309	74.678	50.039	75.059	74.902
	media	74.991	66.725	65.198	67.320	67.548	67.249	71.068	74.309	74.678	50.039	75.059	74.902
	base	74.991	66.725	65.198	67.320	67.548	67.249	71.068	74.309	74.678	50.039	75.059	74.902
Moyopampa	punta	64.705	64.067	63.018	63.795	63.584	64.362	64.595	64.582	49.539	64.705	64.705	64.705
	media	64.705	64.067	63.018	63.795	63.584	64.362	64.595	64.582	49.539	64.705	64.705	64.705
	base	64.705	64.067	63.018	63.795	63.584	64.362	64.595	64.582	49.539	64.705	64.705	64.705
Huampani	punta	30.174	28.496	27.929	28.402	28.309	28.469	29.995	29.989	30.074	22.630	30.174	30.174
	media	30.174	28.496	27.929	28.402	28.309	28.469	29.995	29.989	30.074	22.630	30.174	30.174
	base	30.174	28.496	27.929	28.402	28.309	28.469	29.995	29.989	30.074	22.630	30.174	30.174
Cahua	punta	42.724	37.733	31.847	35.403	40.580	39.929	42.419	42.997	34.701	25.155	34.766	36.054
	media	42.443	35.379	30.065	33.301	39.051	37.193	41.267	42.843	35.899	26.455	36.175	37.492
	base	42.309	34.356	28.005	31.843	37.816	37.154	40.706	42.811	33.253	23.608	33.069	34.307
Cafion del Patco	punta	250.079	211.633	203.703	199.495	243.239	245.578	251.834	204.403	186.397	181.721	196.885	193.462
	media	214.244	139.086	106.094	121.840	139.772	206.352	237.666	215.829	198.906	192.978	205.886	207.525
	base	170.940	103.643	80.949	92.949	117.830	164.953	213.829	208.495	196.476	188.546	202.703	202.735
Pariac	punta	4.380	4.162	3.791	3.841	4.238	4.400	3.570	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400
	media	3.922	3.919	3.338	3.650	4.181	4.400	4.400	4.400	4.400	4.274	4.400	4.400
	base	3.936	3.824	3.155	3.387	4.108	4.266	3.742	4.400	4.400	4.274	4.238	4.400
Gallito Ciego	punta	31.855	31.510	35.823	37.722	14.471	28.854	25.245	27.922	31.138	33.609	33.095	38.098
	media	18.902	17.608	32.894	35.682	16.247	20.970	11.259	9.520	11.502	16.308	17.776	18.319
	base	11.142	14.925	29.272	33.247	12.547	18.644	6.330	2.763	4.823	12.013	13.222	13.504
Carhuaquero	punta	95.020	89.415	88.842	75.008	82.628	88.216	93.395	94.243	95.020	95.020	95.020	95.020
	media	93.078	80.564	42.629	23.765	43.809	80.654	84.475	85.112	86.754	91.706	95.020	94.707
	base	90.287	70.022	38.349	4.688	31.488	65.616	76.409	67.137	72.527	86.719	94.862	91.565

Malpaso	punta	38.539	30.463	35.512	34.904	32.027	23.893	35.035	41.607	45.096	47.455	47.213	45.628
	media	10.832	25.306	33.924	33.001	24.754	10.205	11.239	18.047	24.499	42.554	40.157	33.748
	base	7.939	21.876	30.970	29.876	21.499	7.761	4.267	5.882	7.159	12.510	9.645	8.498
Mantaro	punta	623.682	627.075	625.878	625.267	628.096	623.805	624.739	624.511	631.790	631.038	631.790	630.310
	media	610.864	620.514	622.264	625.412	626.776	607.031	594.678	600.622	628.578	626.058	631.790	625.700
	base	566.451	614.677	618.833	617.272	616.351	583.951	572.475	564.815	610.618	600.913	597.062	558.875
Restitución	punta	199.942	208.175	207.777	207.575	208.514	207.089	207.399	207.323	209.740	201.001	193.481	192.548
	media	199.442	205.997	206.578	207.623	208.075	201.521	197.420	199.393	208.674	200.824	196.780	194.771
	base	186.148	204.059	205.439	204.920	204.615	193.858	190.049	187.506	184.049	194.640	190.938	181.979
Oroya	punta	8.700	8.156	8.600	8.633	8.592	8.700	8.700	8.700	8.700	8.700	8.700	8.492
	media	4.411	7.954	8.470	8.633	8.592	8.479	7.721	7.512	6.821	7.657	7.539	6.791
	base	4.932	7.740	8.306	8.504	8.584	8.253	6.331	5.643	4.514	4.160	4.163	4.793
Pachachaca	punta	9.175	6.673	8.136	9.549	11.425	9.259	8.683	9.639	9.665	10.198	10.538	9.968
	media	2.903	6.351	7.455	8.916	10.244	6.774	5.278	4.447	2.956	4.382	4.436	4.787
	base	2.714	5.802	6.975	8.189	9.617	6.574	4.057	2.577	0.786	1.313	1.573	2.124
Yaupi	punta	101.671	84.319	77.685	87.143	102.595	102.243	103.010	104.898	104.928	104.928	104.928	104.928
	media	92.344	79.627	74.012	82.211	99.412	99.933	98.347	101.487	104.916	104.928	104.928	104.928
	base	90.328	77.705	70.413	81.164	97.825	97.875	93.194	90.194	94.033	89.030	87.507	91.972
Chimay	punta	149.002	143.665	136.675	135.976	146.967	149.002	149.002	149.002	149.002	149.002	91.249	149.002
	media	129.334	94.797	82.444	76.229	93.607	130.715	141.464	147.722	149.002	149.002	102.969	149.002
	base	61.896	20.586	7.744	5.522	19.796	72.209	94.472	122.878	141.297	148.591	102.969	139.576
Yanango	punta	30.350	23.740	21.509	20.555	23.158	29.416	33.063	37.389	41.759	33.443	34.187	40.631
	media	30.350	23.740	21.509	20.555	23.158	29.416	33.063	37.389	41.759	33.443	34.187	40.631
	base	30.350	23.740	21.509	20.555	23.158	29.416	33.063	37.389	41.759	33.443	34.187	40.631
Charcani I	punta	1.489	1.569	1.579	1.580	1.587	1.558	1.532	1.519	1.556	1.587	1.584	1.539
	media	1.489	1.569	1.579	1.580	1.587	1.558	1.532	1.519	1.556	1.587	1.584	1.539
	base	1.489	1.569	1.579	1.580	1.587	1.558	1.532	1.519	1.556	1.587	1.584	1.539
Charcani II	punta	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600
	media	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600
	base	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600
Charcani III	punta	3.910	3.876	3.847	3.776	3.910	3.910	3.910	3.910	3.910	3.910	3.910	3.910
	media	3.269	3.735	3.751	3.735	3.792	3.641	3.816	3.749	3.884	3.899	3.898	3.883
	base	1.135	3.142	3.506	3.613	3.560	2.803	1.680	1.311	1.465	2.545	2.605	0.810

TGagt1	punta	1.908	7.524	13.134	22.151	29.911	16.824	9.552	11.180	12.551	52.217	65.311	76.440
	media	1.915	5.273	11.846	17.265	27.970	8.846	9.917	5.719	1.712	2.184	1.127	2.184
	base	1.915	4.368	10.827	17.544	20.377	9.487	5.039	6.803	1.712	2.184	0.000	2.184
TGagt2	punta	5.703	16.635	31.849	43.967	49.020	30.188	18.758	21.338	47.264	76.734	76.734	76.734
	media	2.195	16.138	29.182	37.183	42.262	21.718	14.178	8.772	2.419	4.004	3.505	5.560
	base	2.192	5.878	25.109	30.640	35.433	21.858	12.867	10.371	1.719	2.195	0.395	2.195
TGMALA	punta	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	media	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	base	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TG4MAL	punta	2.929	10.566	13.905	22.366	22.787	10.850	8.185	11.605	22.088	23.105	55.452	55.476
	media	2.223	8.550	13.532	16.769	20.941	8.599	4.736	5.440	2.793	2.430	0.309	1.977
	base	2.328	7.909	12.772	15.575	19.367	13.303	6.614	5.642	2.223	2.335	0.000	1.728
TVtrup	punta	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	media	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	base	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SHOUG	punta	0.000	0.000	0.000	0.000	1.370	1.372	0.000	0.737	0.000	0.000	0.000	0.804
	media	0.000	0.000	0.693	0.000	1.252	0.000	0.000	1.255	0.000	0.000	0.000	0.000
	base	0.000	0.000	0.000	1.224	0.250	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CNP S	punta	0.000	0.621	0.621	0.621	0.621	0.621	0.621	0.621	0.000	0.000	0.000	0.621
	media	0.000	0.621	0.621	0.621	0.621	0.621	0.621	0.621	0.000	0.000	0.000	0.000
	base	0.000	0.000	0.621	0.621	0.621	0.621	0.621	0.621	0.000	0.000	0.000	0.000
CNP M	punta	0.000	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.000	0.000	0.000	0.044
	media	0.000	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.000	0.000	0.000	0.000
	base	0.000	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.000	0.000	0.000	0.000
D2VERD	punta	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	media	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	base	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
TUMNU1	punta	0.247	0.247	0.493	0.493	0.493	0.493	0.493	0.493	0.247	0.247	0.103	6.585
	media	0.247	0.247	0.247	0.493	0.493	0.493	0.493	0.247	0.000	0.229	0.000	0.247
	base	0.247	0.247	0.247	0.493	0.493	0.493	0.493	0.247	0.247	0.247	0.000	0.247
TUMNU2	punta	0.252	0.252	0.252	0.504	0.504	0.504	0.504	0.504	0.252	0.252	0.106	1.908
	media	0.062	0.252	0.252	0.411	0.504	0.342	0.342	0.252	0.000	0.000	0.000	0.252
	base	0.252	0.252	0.252	0.336	0.252	0.504	0.252	0.252	0.000	0.000	0.000	0.252

FACTORES DE PERDIDAS DE BARRA POR BLOQUE HORARIO PROVISIONALES (MAY-2001/ABR-2002)

	MES→	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
Matucana	punta	0.9799	0.9838	0.9788	0.9789	0.9819	0.9816	0.9826	0.9804	0.9769	0.9784	0.9801	0.9769
	media	0.9820	0.9831	0.9830	0.9873	0.9838	0.9840	0.9837	0.9817	0.9794	0.9809	0.9820	0.9794
	base	0.9833	0.9852	0.9848	0.9811	0.9934	0.9868	0.9860	0.9853	0.9816	0.9608	0.9825	0.9806
Huinco	punta	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
	media	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
	base	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Callahuanca	punta	0.9654	0.9721	0.9614	1.0052	0.9649	0.9676	0.9668	0.9458	0.9630	0.9678	0.9649	0.9624
	media	0.9681	0.9662	0.9692	0.9720	0.9702	0.9698	0.9685	0.9672	0.9663	0.9709	0.9676	0.9658
	base	0.9707	0.9726	0.9725	0.9703	0.9772	0.9728	0.9705	0.9689	0.9698	0.8228	0.9693	0.9677
Moyopampa	punta	0.9857	0.9892	0.9756	0.9993	0.9816	0.9865	0.9864	0.9745	0.9887	0.9856	0.9859	0.9850
	media	0.9842	0.9826	0.9842	0.9861	0.9850	0.9848	0.9842	0.9842	0.9877	0.9846	0.9845	0.9837
	base	0.9826	0.9827	0.9826	0.9820	0.9862	0.9824	0.9801	0.9777	0.9862	0.9072	0.9824	0.9794
Huampani	punta	0.9857	0.9892	0.9756	0.9993	0.9816	0.9865	0.9864	0.9745	0.9887	0.9856	0.9859	0.9850
	media	0.9842	0.9826	0.9842	0.9861	0.9850	0.9848	0.9842	0.9842	0.9877	0.9846	0.9845	0.9837
	base	0.9826	0.9827	0.9826	0.9820	0.9862	0.9824	0.9801	0.9777	0.9862	0.9072	0.9824	0.9794
Cahua	punta	0.9858	1.0209	1.0154	1.0168	0.9952	1.0145	1.0108	1.0196	1.0219	1.0102	0.9915	0.9818
	media	0.9996	1.0130	1.0307	1.0297	1.0236	1.0023	0.9985	1.0009	1.0204	1.0222	1.0211	1.0159
	base	1.0026	1.0046	1.0319	1.0209	1.0258	1.0094	1.0006	1.0113	1.0218	1.0129	1.0201	1.0029
Cañon del Pato	punta	0.4037	0.9735	1.0064	0.9780	0.8436	0.7360	0.4640	0.9894	1.0027	0.9934	0.9540	0.9417
	media	0.9635	1.0083	1.0475	1.0532	1.0229	0.9817	0.9441	0.9614	0.9895	0.9933	0.9817	0.9732
	base	0.9825	1.0269	1.0827	1.0650	1.0466	0.9967	0.9628	0.9671	0.9887	0.9760	0.9780	0.9576
Pariac	punta	0.4037	0.9735	1.0064	0.9780	0.8436	0.7360	0.4640	0.9894	1.0027	0.9934	0.9540	0.9417
	media	0.9635	1.0083	1.0475	1.0532	1.0229	0.9817	0.9441	0.9614	0.9895	0.9933	0.9817	0.9732
	base	0.9825	1.0269	1.0827	1.0650	1.0466	0.9967	0.9628	0.9671	0.9887	0.9760	0.9780	0.9576
Gallito Ciego	punta	0.9905	1.0368	1.0700	1.0691	1.0336	1.0220	1.0125	1.0446	1.0564	1.0447	0.9939	0.9776
	media	1.0054	1.0539	1.0956	1.1081	1.0786	1.0348	1.0121	1.0130	1.0463	1.0441	1.0379	1.0258
	base	1.0107	1.0693	1.1146	1.1144	1.0987	1.0473	1.0197	1.0158	1.0706	1.0296	1.0328	1.0051
Carhuaquero	punta	0.9783	1.0251	1.0594	1.0631	1.0228	1.0100	1.0015	1.0329	1.0405	1.0330	0.9676	0.9585
	media	0.9895	1.0383	1.0838	1.1118	1.0712	1.0203	0.9843	1.0052	1.0345	1.0285	1.0175	1.0095
	base	0.9948	1.0527	1.1208	1.1197	1.0937	1.0336	1.0008	1.0161	1.0666	1.0153	1.0165	0.9893

Maipaso	punta	0.9533	0.9407	0.9195	0.9369	0.9522	0.9612	0.9561	0.9459	0.9421	0.9402	0.9442	0.9723
	media	0.9587	0.9578	0.9122	0.9584	0.9456	0.9679	0.9720	0.9623	0.9603	0.9504	0.9555	0.9565
	base	1.0008	0.9638	0.9412	0.9293	0.9671	0.9767	1.0000	0.9693	0.9745	0.9571	0.9711	0.9744
Mantaro	punta	0.9547	0.9509	0.9335	0.9303	0.9426	0.9473	0.9469	0.9451	0.9438	0.9446	0.9468	0.9468
	media	0.9585	0.9525	0.9503	0.9518	0.9518	0.9515	0.9549	0.9528	0.9521	0.9518	0.9531	0.9543
	base	0.9629	0.9521	0.9503	0.9518	0.9574	0.9586	0.9590	0.9612	0.9612	0.9480	0.9571	0.9592
Restituci#n	punta	0.9547	0.9509	0.9335	0.9303	0.9426	0.9473	0.9469	0.9451	0.9438	0.9446	0.9468	0.9468
	media	0.9585	0.9525	0.9503	0.9518	0.9518	0.9515	0.9549	0.9528	0.9521	0.9518	0.9531	0.9543
	base	0.9629	0.9521	0.9503	0.9518	0.9574	0.9586	0.9590	0.9612	0.9612	0.9480	0.9571	0.9592
Oroya	punta	0.9747	0.9619	0.9575	0.9671	0.9688	0.9753	0.9736	0.9702	0.9688	0.9685	0.9730	0.9750
	media	0.9705	0.9733	0.9593	0.9812	0.9765	0.9767	0.9885	0.9745	0.9750	0.9729	0.9755	0.9746
	base	1.0122	0.9806	0.9806	0.9651	0.9804	0.9849	0.9871	0.9751	0.9808	0.9665	0.9799	0.9784
Pachachaca	punta	0.9767	0.9639	0.9627	0.9707	0.9698	0.9759	0.9747	0.9726	0.9715	0.9714	0.9760	0.9732
	media	0.9708	0.9748	0.9668	0.9840	0.9821	0.9770	0.9900	0.9752	0.9756	0.9750	0.9771	0.9758
	base	1.0126	0.9828	0.9871	0.9707	0.9819	0.9854	0.9837	0.9750	0.9796	0.9661	0.9793	0.9770
Yaupi	punta	0.9427	0.9242	0.9652	0.9484	0.9334	0.9465	0.9419	0.9433	0.9428	0.9336	0.9328	0.8974
	media	0.9252	0.9467	0.9737	0.9476	0.9457	0.9432	0.9534	0.9346	0.9448	0.9453	0.9464	0.9436
	base	0.9713	0.9329	0.9883	0.9578	0.9426	0.9523	0.9203	0.9274	0.9436	0.9296	0.9466	0.9366
Chimay	punta	0.9748	0.9746	0.9607	0.9570	0.9682	0.9735	0.9734	0.9717	0.9699	0.9706	0.9727	0.9706
	media	0.9766	0.9761	0.9744	0.9773	0.9765	0.9757	0.9757	0.9748	0.9738	0.9741	0.9757	0.9743
	base	0.9806	0.9811	0.9782	0.9699	0.9840	0.9787	0.9769	0.9749	0.9774	0.9630	0.9772	0.9752
Yanango	punta	0.9748	0.9746	0.9607	0.9570	0.9682	0.9735	0.9734	0.9717	0.9699	0.9706	0.9727	0.9706
	media	0.9766	0.9761	0.9744	0.9773	0.9765	0.9757	0.9757	0.9748	0.9738	0.9741	0.9757	0.9743
	base	0.9806	0.9811	0.9782	0.9699	0.9840	0.9787	0.9769	0.9749	0.9774	0.9630	0.9772	0.9752
Charcani I	punta	0.9736	0.9409	0.9125	0.9124	0.9345	0.9263	0.9208	0.9191	0.9181	0.9183	0.9244	0.9328
	media	0.9836	0.9535	0.9416	0.9431	0.9506	0.9480	0.9503	0.9540	0.9673	0.9555	0.9554	0.9708
	base	0.9870	0.9639	0.9520	0.9505	0.9606	0.9641	0.9557	0.9583	0.9780	0.9524	0.9904	0.9829
Charcani II	punta	0.9736	0.9409	0.9125	0.9124	0.9345	0.9263	0.9208	0.9191	0.9181	0.9183	0.9244	0.9328
	media	0.9836	0.9535	0.9416	0.9431	0.9506	0.9480	0.9503	0.9540	0.9673	0.9555	0.9554	0.9708
	base	0.9870	0.9639	0.9520	0.9505	0.9606	0.9641	0.9557	0.9583	0.9780	0.9524	0.9904	0.9829
Charcani III	punta	0.9736	0.9409	0.9125	0.9124	0.9345	0.9263	0.9208	0.9191	0.9181	0.9183	0.9244	0.9328
	media	0.9836	0.9535	0.9416	0.9431	0.9506	0.9480	0.9503	0.9540	0.9673	0.9555	0.9554	0.9708
	base	0.9870	0.9639	0.9520	0.9505	0.9606	0.9641	0.9557	0.9583	0.9780	0.9524	0.9904	0.9829

Charcani IV	punta	0.9736	0.9409	0.9125	0.9124	0.9345	0.9263	0.9208	0.9191	0.9181	0.9183	0.9244	0.9328
	media	0.9836	0.9535	0.9416	0.9431	0.9506	0.9480	0.9503	0.9540	0.9673	0.9555	0.9554	0.9708
	base	0.9870	0.9639	0.9520	0.9505	0.9606	0.9641	0.9557	0.9583	0.9780	0.9524	0.9904	0.9829
Charcani V	punta	0.9716	0.9351	0.9068	0.9064	0.9263	0.9181	0.9120	0.9102	0.9089	0.9089	0.9149	0.9233
	media	0.9772	0.9486	0.9366	0.9375	0.9439	0.9429	0.9450	0.9491	0.9626	0.9494	0.9497	0.9664
	base	0.9859	0.9571	0.9452	0.9427	0.9481	0.9603	0.9511	0.9541	0.9766	0.9482	0.9887	0.9800
Charcani VI	punta	0.9736	0.9409	0.9125	0.9124	0.9345	0.9263	0.9208	0.9191	0.9181	0.9183	0.9244	0.9328
	media	0.9836	0.9535	0.9416	0.9431	0.9506	0.9480	0.9503	0.9540	0.9673	0.9555	0.9554	0.9708
	base	0.9870	0.9639	0.9520	0.9505	0.9606	0.9641	0.9557	0.9583	0.9780	0.9524	0.9904	0.9829
Aricota I	punta	0.9937	0.9988	0.9329	0.9253	0.9277	0.9350	0.9292	0.9287	0.9279	0.9259	0.9359	0.9416
	media	1.0024	0.9770	0.9632	0.9527	0.9592	0.9578	0.9626	0.9633	0.9795	0.9684	0.9744	0.9865
	base	1.0079	0.9865	0.9702	0.9606	0.9709	0.9729	0.9626	0.9649	0.9872	0.9613	1.0027	0.9955
Aricota II	punta	0.9937	0.9988	0.9329	0.9253	0.9277	0.9350	0.9292	0.9287	0.9279	0.9259	0.9359	0.9416
	media	1.0024	0.9770	0.9632	0.9527	0.9592	0.9578	0.9626	0.9633	0.9795	0.9684	0.9744	0.9865
	base	1.0079	0.9865	0.9702	0.9606	0.9709	0.9729	0.9626	0.9649	0.9872	0.9613	1.0027	0.9955
Hercca	punta	0.9114	0.8724	0.8452	0.8479	0.8562	0.8466	0.8382	0.8387	0.8404	0.8401	0.8460	0.8553
	media	0.9144	0.8950	0.8853	0.8828	0.8817	0.8854	0.8773	0.8812	0.9002	0.8887	0.8889	0.9045
	base	0.9289	0.9098	0.8900	0.8934	0.8956	0.9055	0.8849	0.8871	0.9167	0.8919	0.9286	0.9215
Machupicchu I	punta	0.8614	0.8050	0.7793	0.7822	0.7897	0.7812	0.7723	0.7739	0.7740	0.7738	0.7790	0.7885
	media	0.8606	0.8297	0.8203	0.8184	0.8175	0.8217	0.8130	0.8175	0.8344	0.8239	0.8235	0.8383
	base	0.8729	0.8421	0.8229	0.8273	0.8292	0.8390	0.8190	0.8219	0.8482	0.8260	0.8594	0.8531
San Gaban II	punta	0.9117	0.9030	0.8709	0.8775	0.8712	0.8637	0.8558	0.8549	0.8569	0.8562	0.8634	0.8724
	media	0.9233	0.9223	0.9123	0.9123	0.8966	0.9101	0.8881	0.8893	0.9069	0.8958	0.8977	0.9117
	base	0.9474	0.9368	0.9415	0.9215	0.9126	0.9304	0.8970	0.8940	0.9192	0.8947	0.9320	0.9257
truji	punta	0.9844	1.0300	1.0637	1.0606	1.0253	1.0143	1.0049	1.0366	1.0486	1.0376	0.9965	0.9811
	media	1.0035	1.0484	1.0825	1.0959	1.0640	1.0253	0.9918	1.0102	1.0379	1.0400	1.0308	1.0207
	base	1.0078	1.0586	1.1064	1.1007	1.0841	1.0394	1.0066	1.0151	1.0608	1.0211	1.0264	1.0031
chimbo	punta	0.9759	1.0212	1.0524	1.0457	1.0154	1.0077	0.9968	1.0287	1.0387	1.0280	0.9903	0.9768
	media	0.9982	1.0413	1.0783	1.0851	1.0545	1.0171	0.9856	1.0024	1.0292	1.0318	1.0227	1.0137
	base	1.0031	1.0511	1.0966	1.0900	1.0763	1.0334	1.0009	1.0081	1.0288	1.0142	1.0193	0.9978
tgiur	punta	1.0175	1.0641	1.0992	1.0885	1.0547	1.0492	1.0400	1.0734	1.0811	1.0745	0.9817	0.9769
	media	1.0211	1.0719	1.1148	1.1346	1.1005	1.0510	1.0144	1.0338	1.0680	1.0648	1.0582	1.0471
	base	1.0239	1.0817	1.1468	1.1461	1.1141	1.0559	1.0269	1.0381	1.0852	1.0402	1.0554	1.0162

TGagt1	punta	0.9692	0.9605	0.9774	0.9691	0.9614	0.9938	1.0042	1.0156	1.0067	0.9688	0.9465	0.9264
	media	0.9275	0.9919	1.0058	0.9985	0.9840	0.9845	0.9941	0.9925	1.0192	1.0215	1.0228	1.0155
	base	0.9898	0.9901	1.0199	0.9948	0.9979	0.9855	0.9877	0.9890	1.0138	0.9972	1.0349	0.9906
TGagt2	punta	0.9692	0.9605	0.9774	0.9691	0.9614	0.9938	1.0042	1.0156	1.0067	0.9688	0.9465	0.9264
	media	0.9275	0.9919	1.0058	0.9985	0.9840	0.9845	0.9941	0.9925	1.0192	1.0215	1.0228	1.0155
	base	0.9898	0.9901	1.0199	0.9948	0.9979	0.9855	0.9877	0.9890	1.0138	0.9972	1.0349	0.9906
TGMALA	punta	1.0183	1.0449	1.0359	1.0235	0.9994	1.0181	1.0356	1.0610	1.0501	1.0038	0.9779	0.9696
	media	1.0220	1.0566	1.0661	1.0637	1.0443	1.0232	1.0152	1.0283	1.0633	1.0669	1.0620	1.0497
	base	1.0246	1.0648	1.0962	1.0694	1.0558	1.0327	1.0233	1.0277	1.0841	1.0388	1.0592	1.0158
TG4MAL	punta	1.0183	1.0449	1.0359	1.0235	0.9994	1.0181	1.0356	1.0610	1.0501	1.0038	0.9779	0.9696
	media	1.0220	1.0566	1.0661	1.0637	1.0443	1.0232	1.0152	1.0283	1.0633	1.0669	1.0620	1.0497
	base	1.0246	1.0648	1.0962	1.0694	1.0558	1.0327	1.0233	1.0277	1.0841	1.0388	1.0592	1.0158
TVtrup	punta	0.9844	1.0300	1.0637	1.0606	1.0253	1.0143	1.0049	1.0366	1.0486	1.0376	0.9965	0.9811
	media	1.0035	1.0484	1.0825	1.0959	1.0640	1.0253	0.9918	1.0102	1.0379	1.0400	1.0308	1.0207
	base	1.0078	1.0586	1.1064	1.1007	1.0841	1.0394	1.0066	1.0151	1.0608	1.0211	1.0264	1.0031
SHOUG	punta	1.0061	1.0051	0.9758	0.9678	0.9897	1.0011	0.9999	1.0000	0.9994	0.9999	1.0015	1.0012
	media	1.0056	1.0017	1.0003	1.0013	1.0011	1.0004	1.0026	1.0021	1.0018	1.0019	1.0026	1.0032
	base	1.0065	0.9996	0.9984	1.0005	1.0030	1.0016	0.9981	0.9934	1.0057	0.9982	1.0033	1.0000
CNP S	punta	0.9905	1.0368	1.0700	1.0691	1.0336	1.0220	1.0125	1.0446	1.0564	1.0447	0.9939	0.9776
	media	1.0054	1.0539	1.0956	1.1081	1.0786	1.0348	1.0121	1.0130	1.0463	1.0441	1.0379	1.0258
	base	1.0107	1.0693	1.1146	1.1144	1.0987	1.0473	1.0197	1.0158	1.0706	1.0296	1.0328	1.0051
CNP M	punta	0.9905	1.0368	1.0700	1.0691	1.0336	1.0220	1.0125	1.0446	1.0564	1.0447	0.9939	0.9776
	media	1.0054	1.0539	1.0956	1.1081	1.0786	1.0348	1.0121	1.0130	1.0463	1.0441	1.0379	1.0258
	base	1.0107	1.0693	1.1146	1.1144	1.0987	1.0473	1.0197	1.0158	1.0706	1.0296	1.0328	1.0051
D2VERD	punta	1.0183	1.0449	1.0359	1.0235	0.9994	1.0181	1.0356	1.0610	1.0501	1.0038	0.9779	0.9696
	media	1.0220	1.0566	1.0661	1.0637	1.0443	1.0232	1.0152	1.0283	1.0633	1.0669	1.0620	1.0497
	base	1.0246	1.0648	1.0962	1.0694	1.0558	1.0327	1.0233	1.0277	1.0841	1.0388	1.0592	1.0158
TUMNU1	punta	1.0183	1.0449	1.0359	1.0235	0.9994	1.0181	1.0356	1.0610	1.0501	1.0038	0.9779	0.9696
	media	1.0220	1.0566	1.0661	1.0637	1.0443	1.0232	1.0152	1.0283	1.0633	1.0669	1.0620	1.0497
	base	1.0246	1.0648	1.0962	1.0694	1.0558	1.0327	1.0233	1.0277	1.0841	1.0388	1.0592	1.0158
TUMNU2	punta	1.0183	1.0449	1.0359	1.0235	0.9994	1.0181	1.0356	1.0610	1.0501	1.0038	0.9779	0.9696
	media	1.0220	1.0566	1.0661	1.0637	1.0443	1.0232	1.0152	1.0283	1.0633	1.0669	1.0620	1.0497
	base	1.0246	1.0648	1.0962	1.0694	1.0558	1.0327	1.0233	1.0277	1.0841	1.0388	1.0592	1.0158

TUMLM1	punta	1.0183	1.0449	1.0359	1.0235	0.9994	1.0181	1.0356	1.0610	1.0501	1.0038	0.9779	0.9696
	media	1.0220	1.0566	1.0661	1.0637	1.0443	1.0232	1.0152	1.0283	1.0633	1.0669	1.0620	1.0497
	base	1.0246	1.0648	1.0962	1.0694	1.0558	1.0327	1.0233	1.0277	1.0841	1.0388	1.0592	1.0158
TUMLM2	punta	1.0183	1.0449	1.0359	1.0235	0.9994	1.0181	1.0356	1.0610	1.0501	1.0038	0.9779	0.9696
	media	1.0220	1.0566	1.0661	1.0637	1.0443	1.0232	1.0152	1.0283	1.0633	1.0669	1.0620	1.0497
	base	1.0246	1.0648	1.0962	1.0694	1.0558	1.0327	1.0233	1.0277	1.0841	1.0388	1.0592	1.0158
doi1-7	punta	0.9114	0.8724	0.8452	0.8479	0.8562	0.8466	0.8382	0.8387	0.8404	0.8401	0.8460	0.8553
	media	0.9144	0.8950	0.8853	0.8828	0.8817	0.8854	0.8773	0.8812	0.9002	0.8887	0.8889	0.9045
	base	0.9289	0.9098	0.8900	0.8934	0.8956	0.9055	0.8849	0.8871	0.9167	0.8919	0.9286	0.9215
tapara	punta	0.9470	0.9418	0.8988	0.9038	0.9099	0.9003	0.8933	0.8924	0.8928	0.8918	0.8999	0.9096
	media	0.9558	0.9423	0.9314	0.9318	0.9277	0.9338	0.9248	0.9260	0.9418	0.9309	0.9336	0.9473
	base	0.9707	0.9514	0.9475	0.9331	0.9396	0.9506	0.9293	0.9289	0.9507	0.9257	0.9644	0.9587
bellav	punta	0.9647	0.9616	0.9124	0.9163	0.9297	0.9188	0.9126	0.9115	0.9113	0.9101	0.9187	0.9286
	media	0.9726	0.9516	0.9404	0.9409	0.9436	0.9454	0.9440	0.9451	0.9599	0.9491	0.9524	0.9658
	base	0.9822	0.9579	0.9554	0.9467	0.9533	0.9602	0.9462	0.9472	0.9670	0.9418	0.9812	0.9758
tintay	punta	0.9416	0.9126	0.8849	0.8870	0.8961	0.8855	0.8781	0.8773	0.8808	0.8804	0.8868	0.8956
	media	0.9495	0.9328	0.9233	0.9201	0.9190	0.9215	0.9147	0.9179	0.9385	0.9263	0.9272	0.9429
	base	0.9658	0.9496	0.9299	0.9322	0.9347	0.9443	0.9238	0.9252	0.9572	0.9305	0.9694	0.9618
chil-2	punta	0.9736	0.9409	0.9125	0.9124	0.9345	0.9263	0.9208	0.9191	0.9181	0.9183	0.9244	0.9328
	media	0.9836	0.9535	0.9416	0.9431	0.9506	0.9480	0.9503	0.9540	0.9673	0.9555	0.9554	0.9708
	base	0.9870	0.9639	0.9520	0.9505	0.9606	0.9641	0.9557	0.9583	0.9780	0.9524	0.9904	0.9829
chil-3	punta	0.9736	0.9409	0.9125	0.9124	0.9345	0.9263	0.9208	0.9191	0.9181	0.9183	0.9244	0.9328
	media	0.9836	0.9535	0.9416	0.9431	0.9506	0.9480	0.9503	0.9540	0.9673	0.9555	0.9554	0.9708
	base	0.9870	0.9639	0.9520	0.9505	0.9606	0.9641	0.9557	0.9583	0.9780	0.9524	0.9904	0.9829
chilcc	punta	0.9736	0.9409	0.9125	0.9124	0.9345	0.9263	0.9208	0.9191	0.9181	0.9183	0.9244	0.9328
	media	0.9836	0.9535	0.9416	0.9431	0.9506	0.9480	0.9503	0.9540	0.9673	0.9555	0.9554	0.9708
	base	0.9870	0.9639	0.9520	0.9505	0.9606	0.9641	0.9557	0.9583	0.9780	0.9524	0.9904	0.9829
chilmd	punta	0.9736	0.9409	0.9125	0.9124	0.9345	0.9263	0.9208	0.9191	0.9181	0.9183	0.9244	0.9328
	media	0.9836	0.9535	0.9416	0.9431	0.9506	0.9480	0.9503	0.9540	0.9673	0.9555	0.9554	0.9708
	base	0.9870	0.9639	0.9520	0.9505	0.9606	0.9641	0.9557	0.9583	0.9780	0.9524	0.9904	0.9829
calamd	punta	0.9788	0.9434	0.9139	0.9140	0.9363	0.9278	0.9224	0.9206	0.9216	0.9218	0.9280	0.9357
	media	0.9820	0.9561	0.9428	0.9444	0.9519	0.9490	0.9508	0.9542	0.9706	0.9587	0.9587	0.9741
	base	0.9940	0.9667	0.9533	0.9519	0.9620	0.9652	0.9560	0.9577	0.9814	0.9558	0.9939	0.9863

moll-1	punta	0.9788	0.9434	0.9139	0.9140	0.9363	0.9278	0.9224	0.9206	0.9216	0.9218	0.9280	0.9357
	media	0.9820	0.9561	0.9428	0.9444	0.9519	0.9490	0.9508	0.9542	0.9706	0.9587	0.9587	0.9741
	base	0.9940	0.9667	0.9533	0.9519	0.9620	0.9652	0.9560	0.9577	0.9814	0.9558	0.9939	0.9863
moll-2	punta	0.9788	0.9434	0.9139	0.9140	0.9363	0.9278	0.9224	0.9206	0.9216	0.9218	0.9280	0.9357
	media	0.9820	0.9561	0.9428	0.9444	0.9519	0.9490	0.9508	0.9542	0.9706	0.9587	0.9587	0.9741
	base	0.9940	0.9667	0.9533	0.9519	0.9620	0.9652	0.9560	0.9577	0.9814	0.9558	0.9939	0.9863
ilotv2	punta	0.9910	0.9958	0.9374	0.9413	0.9593	0.9445	0.9387	0.9383	0.9386	0.9369	0.9513	0.9563
	media	0.9986	0.9740	0.9626	0.9611	0.9686	0.9670	0.9718	0.9725	0.9885	0.9776	0.9865	0.9956
	base	1.0044	0.9834	0.9711	0.9693	0.9811	0.9821	0.9719	0.9741	0.9966	0.9706	1.0155	1.0026
ilotv3	punta	0.9910	0.9958	0.9374	0.9413	0.9593	0.9445	0.9387	0.9383	0.9386	0.9369	0.9513	0.9563
	media	0.9986	0.9740	0.9626	0.9611	0.9686	0.9670	0.9718	0.9725	0.9885	0.9776	0.9865	0.9956
	base	1.0044	0.9834	0.9711	0.9693	0.9811	0.9821	0.9719	0.9741	0.9966	0.9706	1.0155	1.0026
ilotv4	punta	0.9910	0.9958	0.9374	0.9413	0.9593	0.9445	0.9387	0.9383	0.9386	0.9369	0.9513	0.9563
	media	0.9986	0.9740	0.9626	0.9611	0.9686	0.9670	0.9718	0.9725	0.9885	0.9776	0.9865	0.9956
	base	1.0044	0.9834	0.9711	0.9693	0.9811	0.9821	0.9719	0.9741	0.9966	0.9706	1.0155	1.0026
ilogd	punta	0.9910	0.9958	0.9374	0.9413	0.9593	0.9445	0.9387	0.9383	0.9386	0.9369	0.9513	0.9563
	media	0.9986	0.9740	0.9626	0.9611	0.9686	0.9670	0.9718	0.9725	0.9885	0.9776	0.9865	0.9956
	base	1.0044	0.9834	0.9711	0.9693	0.9811	0.9821	0.9719	0.9741	0.9966	0.9706	1.0155	1.0026
ilotg1	punta	0.9910	0.9958	0.9374	0.9413	0.9593	0.9445	0.9387	0.9383	0.9386	0.9369	0.9513	0.9563
	media	0.9986	0.9740	0.9626	0.9611	0.9686	0.9670	0.9718	0.9725	0.9885	0.9776	0.9865	0.9956
	base	1.0044	0.9834	0.9711	0.9693	0.9811	0.9821	0.9719	0.9741	0.9966	0.9706	1.0155	1.0026
ilotg2	punta	0.9910	0.9958	0.9374	0.9413	0.9593	0.9445	0.9387	0.9383	0.9386	0.9369	0.9513	0.9563
	media	0.9986	0.9740	0.9626	0.9611	0.9686	0.9670	0.9718	0.9725	0.9885	0.9776	0.9865	0.9956
	base	1.0044	0.9834	0.9711	0.9693	0.9811	0.9821	0.9719	0.9741	0.9966	0.9706	1.0155	1.0026
iltvc1	punta	0.9743	0.9783	0.9214	0.9248	0.9407	0.9282	0.9226	0.9215	0.9218	0.9201	0.9293	0.9385
	media	0.9830	0.9574	0.9470	0.9454	0.9521	0.9504	0.9558	0.9561	0.9707	0.9600	0.9642	0.9772
	base	0.9886	0.9664	0.9551	0.9530	0.9643	0.9657	0.9561	0.9583	0.9782	0.9527	0.9925	0.9873
moqgd	punta	0.9743	0.9783	0.9214	0.9248	0.9407	0.9282	0.9226	0.9215	0.9218	0.9201	0.9293	0.9385
	media	0.9830	0.9574	0.9470	0.9454	0.9521	0.9504	0.9558	0.9561	0.9707	0.9600	0.9642	0.9772
	base	0.9886	0.9664	0.9551	0.9530	0.9643	0.9657	0.9561	0.9583	0.9782	0.9527	0.9925	0.9873
SANRAF	punta	0.9117	0.9030	0.8709	0.8775	0.8712	0.8637	0.8558	0.8549	0.8569	0.8562	0.8634	0.8724
	media	0.9233	0.9223	0.9123	0.9123	0.8966	0.9101	0.8881	0.8893	0.9069	0.8958	0.8977	0.9117
	base	0.9474	0.9368	0.9415	0.9215	0.9126	0.9304	0.8970	0.8940	0.9192	0.8947	0.9320	0.9257

ANEXO E

**FACTORES DE DISTRIBUCION DEL PRECIO HORARIO DE LA
POTENCIA**

Factores de Distribución Horaria del Precio de la Potencia (FDHPT)
 Probabilidad de Pérdida de la Demanda (LOLP)

HORA	AVENIDA		ESTIAJE	
	LABORABLE	NO LABORABLE	LABORABLE	NO LABORABLE
1	0.000151	0.000391	0.000137	0.000274
2	0.000056	0.000101	0.000058	0.000077
3	0.000031	0.000059	0.000034	0.000047
4	0.000028	0.000028	0.000029	0.000029
5	0.000039	0.000028	0.000047	0.000034
6	0.000083	0.000025	0.000137	0.000037
7	0.000391	0.000021	0.001040	0.000025
8	0.001126	0.000039	0.002410	0.000105
9	0.002570	0.000101	0.005332	0.000291
10	0.003752	0.000182	0.007178	0.000477
11	0.005317	0.000233	0.009258	0.000542
12	0.004704	0.000233	0.007607	0.000542
13	0.003080	0.000169	0.004102	0.000341
14	0.002482	0.000101	0.003518	0.000172
15	0.002303	0.000059	0.003288	0.000105
16	0.002303	0.000051	0.003518	0.000105
17	0.002570	0.000063	0.004699	0.000155
18	0.003752	0.000332	0.017766	0.001817
19	0.301398	0.029372	3.643492	0.237701
20	0.671436	0.063920	2.091071	0.237701
21	0.237701	0.029680	0.671351	0.077970
22	0.026095	0.009119	0.057507	0.011847
23	0.004020	0.001895	0.004699	0.002100
24	0.001373	0.000428	0.001186	0.000457

ANEXO F

DETERMINACIÓN DE LOS MONTOS MENSUALES PROVISIONALES DEL INGRESO ADICIONAL POR GENERADA EN EL SISTEMA

DETERMINACION DEL INGRESO ADICIONAL

Para la determinación del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el sistema, el procedimiento N° 29 en el numeral 8.1.3 a la letra dice lo siguiente:

La DEE calculará, antes del 30 de abril de cada año, los montos mensuales previstos de Ingreso Adicional por Potencia Generada en el sistema, para el período anual comprendido entre el 1 de mayo del año en curso y el 30 de abril del año siguiente, de acuerdo con el Artículo N° 111 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y el PR-N° 27.

En artículo N° 111 del Reglamento de la Ley se establece como se determina el monto con el cual se calcula los Ingresos adicionales mensuales por potencia generada en el sistema, los literal b) y c) están referidos a este concepto:

- b) El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).
- c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia generada en el Sistema.
 - I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.
 - II) El monto mensual asignado al Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

El procedimiento N° 27 referido "Egresos por Compra de Potencia", en el cual se especifica la metodología de cálculo del Egreso mensual por compra de potencia (numeral 8.1) y del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema (numeral 8.2).

En el numeral 8.1.6 de este procedimiento se establece que el Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia entre Generadores Integrantes del COES es igual al Egreso mensual por Compra de Potencia al Sistema, el cual se halla conformado por el Ingreso Garantizado por Potencia Firme (IGPF) y el Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema (IAPG).

Conforme al procedimiento N° 27 (numeral 8.1.6), El monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es igual al Ingreso

mensual Disponible para el pago de Potencia multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho (el cual es fijado por el MEM).

Entonces para determinar el IAPG mensual, primero debemos determinar el Egreso mensual por compra de potencia.

La metodología de calculo para determinar el Egreso mensual que se establece en el procedimiento N° 27 (numeral 8.1.3) se puede resumir:

$$EGRESO_{\text{mensual}} = \sum_{j=1}^{NC} MD_j * PPM_j * (1 - B) + \text{Saldo por Peaje}$$

Donde:

MD_j : demanda del cliente "j" coincidente con la máxima demanda mensual a nivel de generación.

PPP_j : Precio de Potencia en Barra de Facturación del cliente "j", sin incluir los peajes por conexión.

B : Factor de incentivo al despacho (fijado por el MEM).

NC : Numero total de clientes del sistema.

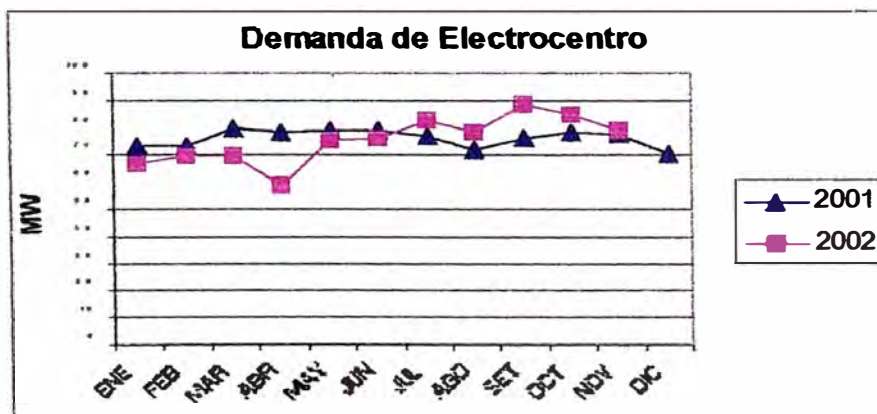
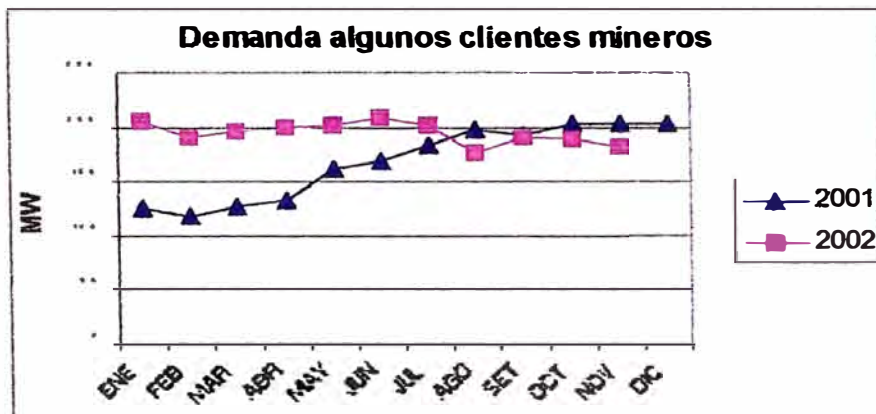
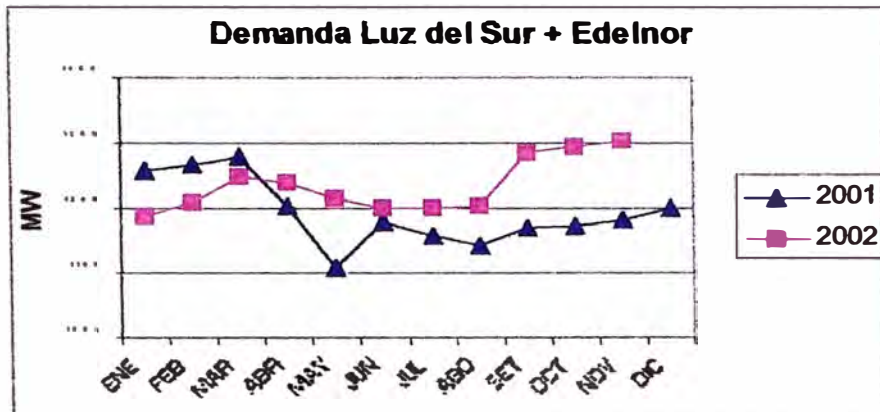
Saldo por Peaje : Saldo por peaje de conexión determinado de acuerdo al procedimiento N° 23.

Para determinar el IAPG mensual proyectado para el periodo mayo 2001–abril 2002, siguiendo la metodología establecida en el procedimiento N° 27, implica disponer de proyecciones (pronósticos) de las demandas mensuales de los clientes coincidentes con la máxima demanda mensual a nivel de generación. Así como de precios de potencia mensuales (PPM en cada barra de facturación).

El Pronostico de las demandas de clientes no parece una forma viable para obtener el IAPG mensual, debido a la variabilidad de las demandas mensuales coincidentes que permitan establecer un comportamiento tendencial.

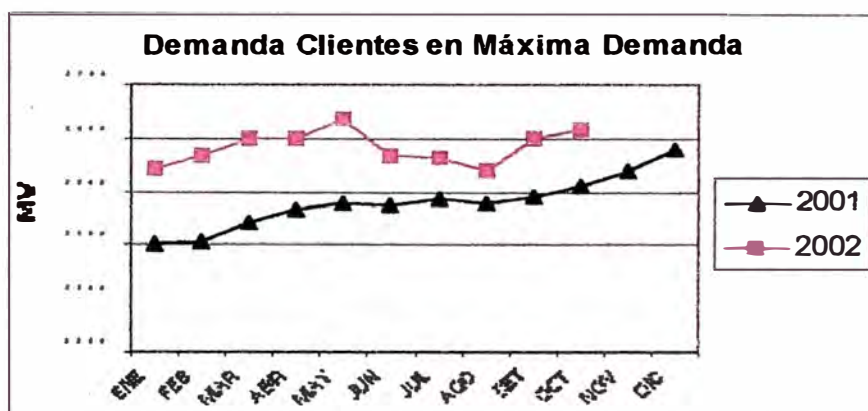
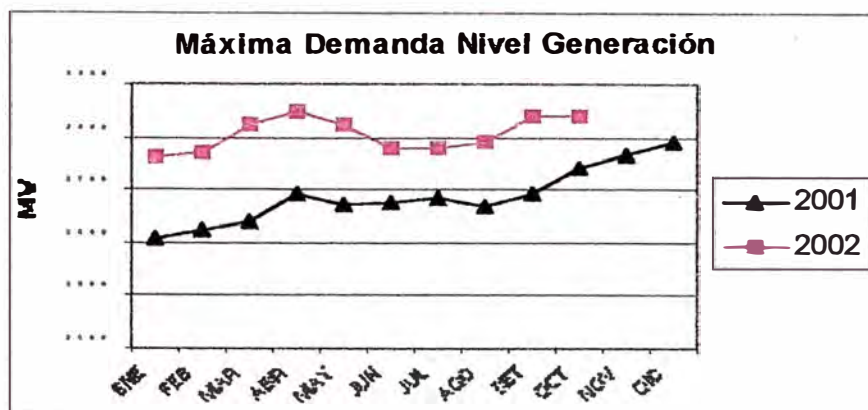
Debe tenerse en cuenta que no se dispone de suficiente información histórica dado que las transferencias de potencia, en aplicación de la modificación del Reglamento de la Ley (DS-004-99 EM), recién se hacen a partir de mayo 1999 y que además el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), ha quedado conformado a partir de setiembre del año 2000.

A continuación se muestra el comportamiento histórico de algunas cargas (demandas coincidentes), del periodo enero 2001 a octubre 2002.



Se puede observar que las demandas coincidentes de estos clientes no tienen un patrón de comportamiento que permita hacer un pronóstico que pueda considerarse aceptable.

En el caso de las máximas demandas a nivel de generación y del total de demandas de clientes coincidentes para el mismo periodo histórico, estas se muestran a continuación:



Se puede apreciar que si hay una tendencia en el comportamiento de la demanda a nivel de generación y de clientes, por este motivo se ha optado por utilizar como metodología de calculo del Egreso mensual utilizando la máxima demanda mensual a nivel generación y del precio de la potencia en la barra de referencia (Santa Rosa). Se usa la máxima demanda mensual a nivel de generación ya que para efectos de la fijación tarifaria el pronostico de la demanda esta referido básicamente a la energía anual, que es desagregada luego a las cargas mensuales por bloque horario, obteniéndose como resultado de simulación las energías mensuales a nivel de generación (suma de las generaciones de las centrales), a partir de las cuales se puede estimar la máxima demanda.

Para calcular el egreso mensual en función de la máxima demanda mensual a nivel generación y del precio de la potencia en la barra de referencia, se ha determinado un factor que relaciona el Egreso mensual (incluyendo el saldo mensual por peaje de conexión) y la valorización de la máxima demanda a nivel de generación por el precio de la potencia en la barra de referencia y del complemento del Factor de Incentivo a la Contratación. Este factor se ha evaluado mensualmente para el periodo enero 2001 a octubre 2002, y seleccionado como valor representativo 0.89401.

El cálculo del Egreso mensual se ha efectuado usando la siguiente expresión:

$$EGRESO_{\text{mensual}} = MD * PPM_{\text{StaRosa}} * (1 - B) * 0.89401$$

Para el pronóstico de la demanda mensual a nivel de generación se ha utilizado factores de distribución mensual de la máxima demanda anual del periodo mayo 2001 a abril 2002, los que muestran a continuación:

Factor de Distribución mensual de la demanda

Mes	FDM
May-01	0.938988
Jun	0.940207
Jul	0.943313
Ago	0.937791
Set	0.946337
Oct	0.962755
Nov	0.973208
Dic	0.980803
Ene-02	0.962756
Feb	0.972279
Mar	0.991452
Abr	1.000000

Se previsto una máxima demanda a nivel de generación del periodo anual mayo 2001 – abril 2002 igual a 2840 MW.

Con lo cual las máximas demandas mensuales a nivel de generación del periodo resultan:

Máxima demanda mensual a nivel generación Periodo mayo 2001 – abril 2002

Mes	MW
May-01	2676.12
Jun	2679.59
Jul	2688.44
Ago	2672.70
Set	2697.06
Oct	2743.85
Nov	2773.64
Dic	2795.29
Ene-02	2743.85
Feb	2770.99
Mar	2825.64
Abr	2850.00

Con lo cual se puede determinar el Egreso mensual del periodo mayo 2001 a abril 2002.

Egreso Mensual e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema
Periodo mayo-2001 a abril-2002

	EGRESO N S/.	IAPG N S/.
May-01	42027674.1	4202767.4
Jun-01	42082229.4	4208222.9
Jul-01	42221211.7	4222121.2
Ago-01	41974062.2	4197406.2
Set-01	42356577.9	4235657.8
Oct-01	43091423.1	4309142.3
Nov-01	43559309.1	4355930.9
Dic-01	43899218.3	4389921.8
Ene-02	43091454.5	4309145.5
Feb-02	43517693.1	4351769.3
Mar-02	44375877.2	4437587.7
Abr-02	44758455.8	4475845.6
May-Abr	516955186.4	51695518.6

1. PROCEDIMIENTO

8.1. EGRESO POR COMPRA DE POTENCIA

- 8.1.1. Para el Intervalo de Punta del Mes se determina la Demanda Coincidente de los Clientes atribuibles a cada Generador Integrante del COES en las Barras de Facturación.
- 8.1.2. Se determina el Precio de Compra mensual de Potencia en las Barras de Facturación, como el producto del Precio de Potencia en Barra de Facturación, sin incluir los peajes por conexión, multiplicado por el complemento del factor de Incentivo a la Contratación. El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a uno (1) menos el factor por Incentivo a la Contratación.
- 8.1.3. El Egreso mensual por Compra de Potencia para un Generador Integrante del COES será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente (8.1.1) de cada uno de sus clientes por el Precio de Compra de Potencia (8.1.2) respectivo, más el Saldo por Peaje por Conexión determinado de acuerdo al PR-N° 23.
- 8.1.4. Los Generadores Integrantes del COES que abastecen a un cliente en forma simultánea en una misma Barra de Facturación, asumirán el costo mensual por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia.
- 8.1.5. El Egreso mensual por Compra de Potencia al Sistema es igual a la suma de los Egresos mensuales por Compra de Potencia de todos los Generadores Integrantes del COES.
- 8.1.6. El Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia entre Generadores Integrantes del COES es igual al Egreso mensual por Compra de Potencia al Sistema.

8.2. INGRESO ADICIONAL POR POTENCIA GENERADA EN EL SISTEMA

- 8.2.1. El monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es igual al Ingreso mensual Disponible para el pago de Potencia multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho.
- 8.2.2. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.

8.3. INGRESO GARANTIZADO POR POTENCIA FIRME REQUERIDA POR EL SISTEMA

El monto mensual del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al Ingreso mensual Disponible para el Pago de Potencia menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

8.4. CONEXIÓN DE CLIENTES NUEVOS AL SISTEMA

Si un cliente nuevo se conecta al sistema durante un mes determinado, el generador que le suministre declarará como egresos por compra de potencia al sistema (relacionados con el cliente nuevo) el monto correspondiente a la demanda coincidente de este cliente multiplicado por el número de días transcurridos desde su conexión hasta el final del mes, dividido entre el número total de días del mes.

8.5. CAMBIOS DE SUMINISTRADOR

En caso de cambio de un cliente de un suministrador a otro dentro del mes en evaluación, la potencia del cliente a considerar será su demanda coincidente con la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación, y para cada suministrador su Egreso por Compra de Potencia será proporcional a los días de vigencia de sus contratos teniendo en cuenta la potencia contratada por cada uno de ellos.

8.6. INGRESO Y RETIRO DE UNIDADES DURANTE EL MES

En el caso de centrales térmicas, la remuneración se establece en proporción a los días disponibles para la operación.

En el caso de centrales hidráulicas, la remuneración se establece en proporción a los días disponibles para la operación, luego de establecer el impacto del ingreso o retiro de la unidad a través de una simulación.

ANEXO G

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ARTICULO N° 113 DEL
REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS**

PROPUESTA DE MODIFICACION

Artículo 113°.- Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de cada unidad o central generadora serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) Procedimiento de Determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada:
- I) Se fijan los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia para cada una de las horas del día de todo el año. Estos factores pueden ser clasificados por días laborables y no laborables, y por meses de avenida y estiaje.
Los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (PPD). El Ministerio fijará dichos factores, cuya vigencia no podrá ser inferior a 4 años, basado en criterios de eficiencia y en la PPD de un sistema de generación económicamente adaptado. La fijación de los nuevos valores se efectuará con una anticipación no menor de un año a su entrada en vigencia.
 - II) El Factor de Ingresos Horarios de Potencia es igual al producto de la Generación Horaria del mes en evaluación, por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia y por el factor de Pérdida de la Barra definido en el artículo 127° del Reglamento.
 - III) El factor constante del Precio Horario de Potencia es igual al cociente del monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada definido en el literal c)-I) del artículo 111° del Reglamento, entre el Factor de Ingresos Horarios de Potencia.
 - IV) El Precio Horario de Potencia en cada intervalo de tiempo y en cada barra es igual al producto del factor constante del Precio Horario de Potencia por el factor de Pérdida de la Barra y por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia en ese intervalo.
 - V) La Potencia Despachada por cada unidad generadora en cada intervalo de tiempo, durante el periodo de cálculo, es el resultado de la operación de las centrales según lo dispuesto por el COES.
 - VI) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada unidad generadora, es igual a la suma de sus Ingresos Adicionales Horarios durante el mes de cálculo. El Ingreso Adicional Horario de cada unidad, es igual al producto de su Potencia Despachada en esa hora por el Precio Horario de Potencia en la barra respectiva.
 - VII) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada generador, es igual a la suma de los Ingresos Adicionales de sus unidades generadoras.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. Dichos procedimientos deben contener los principios básicos de la metodología de cálculo, entre ellos la determinación del Precio Horario de Potencia que distribuya el monto anual del Ingreso Adicional entre las unidades de generación despachadas y considere el efecto de la red de Transmisión.

ANEXO H

**PRODUCCIÓN HORARIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DEL
SEIN DEL PERIODO 01/05/2001 AL 30/04/2002**

PRODUCCION HORARIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO

hora	nom	Martero	Residuo	Turbinas	Umeo	Huano	Melcoana	Catahuano	Moyopampa	Huancayo	Yananga	Chimay	iba	di. 6	di. 6	weatin	ver1	ver2	ver3	ver4
01/05/2001	00:00	598,00	195,00	0,00	0,00	77,00	126,00	74,00	61,00	31,00	35,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	01:00	377,00	31,00	0,00	0,00	190,00	126,00	74,00	61,00	31,00	37,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	02:00	379,00	10,00	0,00	0,00	203,00	126,00	74,00	62,00	31,00	37,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	03:00	379,00	0,00	0,00	0,00	165,00	126,00	74,00	61,00	31,00	37,00	79,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	04:00	379,00	0,00	0,00	0,00	164,00	125,00	74,00	61,00	31,00	37,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	05:00	485,00	0,00	0,00	0,00	124,00	125,00	75,00	63,00	31,00	37,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	06:00	483,00	0,00	0,00	0,00	135,00	125,00	74,00	63,00	31,00	37,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	07:00	482,00	0,00	0,00	0,00	80,00	125,00	74,00	63,00	31,00	37,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	08:00	557,00	0,00	0,00	0,00	64,00	126,00	74,00	63,00	31,00	37,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	09:00	592,00	0,00	0,00	0,00	108,00	126,00	74,00	64,00	31,00	37,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	10:00	581,00	52,00	0,00	0,00	119,00	126,00	74,00	64,00	31,00	36,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	11:00	545,00	122,00	0,00	0,00	66,00	125,00	74,00	64,00	31,00	36,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	12:00	545,00	123,00	0,00	0,00	85,00	125,00	75,00	63,00	31,00	36,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	13:00	405,00	128,00	0,00	0,00	114,00	59,00	70,00	62,00	31,00	36,00	131,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	14:00	454,00	153,00	0,00	0,00	62,00	127,00	75,00	64,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	15:00	453,00	139,00	0,00	0,00	66,00	127,00	74,00	64,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	16:00	424,00	126,00	0,00	0,00	58,00	127,00	74,00	62,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	17:00	448,00	125,00	0,00	0,00	87,00	126,00	75,00	64,00	31,00	35,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	18:00	583,00	154,00	0,00	0,00	161,00	126,00	74,00	61,00	31,00	35,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	19:00	629,00	195,00	0,00	0,00	220,00	126,00	74,00	64,00	31,00	35,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	20:00	633,00	209,00	0,00	0,00	244,00	126,00	74,00	64,00	31,00	35,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	21:00	632,00	210,00	0,00	0,00	215,00	126,00	75,00	64,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	22:00	587,00	193,00	0,00	0,00	179,00	126,00	74,00	64,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	23:00	581,00	179,00	0,00	0,00	97,00	126,00	74,00	62,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	00:00	508,00	157,00	0,00	0,00	40,00	126,00	74,00	62,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	01:00	482,00	148,00	0,00	0,00	33,00	105,00	74,00	63,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	02:00	449,00	136,00	0,00	0,00	37,00	105,00	74,00	61,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	03:00	423,00	126,00	0,00	0,00	78,00	105,00	74,00	61,00	31,00	36,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	04:00	423,00	126,00	0,00	0,00	87,00	105,00	74,00	61,00	31,00	36,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	05:00	423,00	131,00	0,00	0,00	95,00	105,00	74,00	62,00	31,00	36,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	06:00	511,00	149,00	0,00	0,00	122,00	105,00	74,00	63,00	31,00	36,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	07:00	568,00	203,00	0,00	0,00	131,00	105,00	70,00	64,00	31,00	36,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	08:00	632,00	211,00	0,00	0,00	138,00	126,00	70,00	63,00	25,00	34,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	09:00	633,00	211,00	0,00	0,00	138,00	126,00	62,00	62,00	31,00	34,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	10:00	632,00	211,00	0,00	0,00	150,00	126,00	62,00	60,00	31,00	34,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	11:00	632,00	209,00	0,00	0,00	134,00	125,00	62,00	59,00	31,00	34,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	12:00	632,00	211,00	0,00	0,00	147,00	126,00	62,00	63,00	31,00	34,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	13:00	632,00	211,00	0,00	0,00	143,00	126,00	62,00	63,00	31,00	34,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	14:00	632,00	211,00	0,00	0,00	147,00	126,00	62,00	64,00	31,00	34,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	15:00	632,00	211,00	0,00	0,00	142,00	126,00	62,00	63,00	31,00	34,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	16:00	632,00	206,00	0,00	0,00	145,00	126,00	62,00	63,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	17:00	632,00	210,00	0,00	0,00	138,00	126,00	62,00	62,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	18:00	632,00	210,00	0,00	0,00	168,00	126,00	71,00	62,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	19:00	632,00	210,00	17,30	0,00	198,00	126,00	74,00	64,00	31,00	34,00	75,00	0,00	29,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	20:00	632,00	211,00	0,00	0,00	234,00	126,00	74,00	64,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	21:00	632,00	211,00	0,00	0,00	183,00	125,00	74,00	64,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	22:00	632,00	211,00	0,00	0,00	179,00	125,00	74,00	64,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	23:00	632,00	210,00	0,00	0,00	90,00	125,00	74,00	63,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	00:00	632,00	211,00	0,00	0,00	90,00	126,00	74,00	62,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	01:00	633,00	210,00	0,00	0,00	67,00	126,00	74,00	61,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	02:00	592,00	193,00	0,00	0,00	84,00	126,00	74,00	60,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	03:00	571,00	183,00	0,00	0,00	75,00	126,00	74,00	59,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	04:00	573,00	184,00	0,00	0,00	86,00	126,00	74,00	56,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	05:00	584,00	187,00	0,00	0,00	80,00	126,00	74,00	55,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	06:00	619,00	206,00	0,00	0,00	109,00	126,00	74,00	63,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	07:00	621,00	208,00	0,00	0,00	147,00	126,00	74,00	63,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	08:00	620,00	209,00	0,00	0,00	112,00	126,00	74,00	63,00	31,00	36,00	75,00	0,00	0,00	0,00					

fecha	hora	Mantaro	Revolucion	Tumbes	Lumoc	Huáuco	Matucana	Catahuasi	Moyopampa	Huancapallana	Yanarungo	Chimay	bbc	lit 5	lit 6	westin	vert1	vert2	vert3	vert4
05/05/2001	14:00	630,00	142,00	0,00	0,00	134,00	126,00	75,00	64,00	31,00	33,00	81,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05/05/2001	15:00	631,00	144,00	0,00	0,00	111,00	126,00	75,00	63,00	31,00	31,00	82,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05/05/2001	16:00	632,00	144,00	0,00	0,00	118,00	126,00	75,00	63,00	31,00	32,00	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05/05/2001	17:00	632,00	144,00	0,00	0,00	126,00	125,00	75,00	63,00	31,00	32,00	81,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05/05/2001	18:00	632,00	142,00	0,00	0,00	147,00	125,00	75,00	62,00	31,00	31,00	149,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05/05/2001	19:00	632,00	142,00	17,30	0,00	228,00	125,00	75,00	64,00	31,00	32,00	149,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05/05/2001	20:00	632,00	143,00	17,70	0,00	228,00	126,00	75,00	64,00	31,00	30,00	149,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05/05/2001	21:00	632,00	143,00	0,00	0,00	218,00	125,00	75,00	64,00	31,00	31,00	149,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05/05/2001	22:00	631,00	143,00	0,00	0,00	179,00	125,00	74,00	63,00	31,00	33,00	149,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
05/05/2001	23:00	632,00	143,00	0,00	0,00	132,00	125,00	74,00	64,00	31,00	33,00	120,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	00:00	632,00	143,00	0,00	0,00	140,00	125,00	74,00	62,00	31,00	32,00	119,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	01:00	484,00	142,00	0,00	0,00	108,00	125,00	74,00	63,00	31,00	36,10	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	02:00	484,00	136,00	0,00	0,00	137,00	125,00	75,00	62,00	31,00	34,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	03:00	484,00	134,00	0,00	0,00	134,00	125,00	74,00	61,00	31,00	34,80	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	04:00	484,00	133,00	0,00	0,00	92,00	126,00	74,00	62,00	31,00	34,80	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	05:00	481,00	133,00	0,00	0,00	59,00	125,00	74,00	61,00	31,00	36,50	74,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	06:00	440,00	132,00	0,00	0,00	121,00	125,00	74,00	62,00	31,00	38,10	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	07:00	403,00	122,00	0,00	0,00	137,00	125,00	75,00	64,00	24,00	39,80	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	08:00	424,00	130,00	0,00	0,00	126,00	126,00	74,00	64,00	31,00	38,00	78,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	09:00	456,00	139,00	0,00	0,00	125,00	125,00	74,00	61,00	31,00	35,80	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	10:00	456,00	142,00	0,00	0,00	156,00	125,00	74,00	63,00	31,00	35,10	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	11:00	507,00	143,00	0,00	0,00	87,00	125,00	75,00	63,00	31,00	35,20	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	12:00	508,00	143,00	0,00	0,00	120,00	125,00	75,00	64,00	31,00	34,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	13:00	485,00	143,00	0,00	0,00	123,00	125,00	75,00	63,00	31,00	33,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	14:00	483,00	143,00	0,00	0,00	113,00	125,00	74,00	63,00	31,00	32,90	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	15:00	484,00	139,00	0,00	0,00	139,00	125,00	74,00	62,00	31,00	33,10	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	16:00	442,00	136,00	0,00	0,00	171,00	125,00	75,00	62,00	31,00	32,10	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	17:00	455,00	139,00	0,00	0,00	132,00	125,00	74,00	62,00	31,00	32,60	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	18:00	630,00	143,00	0,00	0,00	180,00	125,00	74,00	64,00	31,00	33,00	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	19:00	628,00	141,00	0,00	0,00	160,00	125,00	75,00	64,00	31,00	32,80	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	20:00	629,00	143,00	0,00	0,00	223,00	126,00	74,00	64,00	31,00	33,10	160,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	21:00	632,00	142,00	0,00	0,00	181,00	126,00	74,00	64,00	31,00	31,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	22:00	632,00	143,00	0,00	0,00	184,00	126,00	75,00	64,00	31,00	32,20	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
06/05/2001	23:00	632,00	143,00	0,00	0,00	124,00	125,00	74,00	62,00	31,00	34,60	98,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	00:00	632,00	143,00	0,00	0,00	60,00	126,00	74,00	63,00	31,00	31,50	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	01:00	632,00	143,00	0,00	0,00	40,00	64,00	74,00	63,00	31,00	36,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	02:00	609,00	143,00	0,00	0,00	41,00	63,00	75,00	62,00	31,00	34,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	03:00	607,00	143,00	0,00	0,00	41,00	63,00	74,00	61,00	31,00	36,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	04:00	606,00	143,00	0,00	0,00	41,00	63,00	64,00	61,00	31,00	35,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	05:00	608,00	142,00	0,00	0,00	41,00	63,00	68,00	60,00	31,00	36,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	06:00	630,00	143,00	0,00	0,00	126,00	63,00	71,00	62,00	31,00	35,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	07:00	630,00	143,00	0,00	0,00	139,00	63,00	74,00	63,00	31,00	35,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	08:00	631,00	143,00	0,00	0,00	173,00	63,00	75,00	62,00	31,00	35,00	90,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	09:00	632,00	143,00	0,00	0,00	208,00	62,00	74,00	62,00	31,00	35,00	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	10:00	632,00	143,00	0,00	0,00	208,00	62,00	74,00	63,00	31,00	35,00	90,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	11:00	632,00	143,00	0,00	0,00	136,00	127,00	75,00	63,00	31,00	35,00	90,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	12:00	632,00	143,00	0,00	0,00	152,00	126,00	74,00	63,00	31,00	33,00	90,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	13:00	632,00	144,00	0,00	0,00	130,00	126,00	74,00	63,00	31,00	33,00	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	14:00	632,00	143,00	0,00	0,00	115,00	126,00	74,00	63,00	31,00	31,00	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	15:00	630,00	144,00	0,00	0,00	136,00	126,00	75,00	63,00	31,00	30,00	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	16:00	632,00	144,00	0,00	0,00	151,00	126,00	75,00	63,00	31,00	30,00	80,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	17:00	632,00	144,00	0,00	0,00	123,00	126,00	74,00	62,00	31,00	29,00	90,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	18:00	631,00	211,00	6,00	0,00	144,00	126,00	75,00	62,00	31,00	30,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	19:00	631,00	211,00	17,80	0,00	248,00	126,00	74,00	64,00	31,00	30,00	150,00	0,00	51,00	49,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	20:00	631,00	211,00	17,80	0,00	176,00	126,00	74,00	63,00	31,00	31,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	21:00	631,00	211,00	17,80	0,00	177,00	126,00	74,00	63,00	31,00	30,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
07/05/2001	22:00	631,00	209,00	0,00	0,00	119,00	125,00	74,00	63,00	31,00	31,00	140,00	0,00	0,00	0,00					

fecha	hora	Mantaro	Restitucion	Tumbes	Unrec	Huanc	Melucana	Catahuasica	Moyopampa	Huamanga	Yarango	Chimay	bbc	ul_5	ul_6	weslin	ver1	ver2	ver3	ver4
23/04/2002	11:00	593,90	196,00	9,10	0,00	154,00	126,00	73,00	64,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	12:00	594,00	196,00	15,20	0,00	149,00	126,00	73,00	65,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	13:00	594,20	193,00	0,00	0,00	152,00	126,00	73,00	65,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	14:00	594,20	193,00	0,00	0,00	166,00	126,00	73,00	64,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	15:00	593,50	196,00	0,00	0,00	181,00	126,00	73,00	61,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	16:00	593,90	195,00	0,00	0,00	148,00	126,00	73,00	60,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	17:00	594,20	191,00	0,00	0,00	190,00	126,00	73,00	59,00	29,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	18:00	594,00	192,00	0,00	0,00	220,00	126,00	73,00	59,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	11,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	19:00	594,00	194,00	0,00	0,00	179,00	126,00	73,00	65,00	31,00	41,30	149,90	0,00	30,80	31,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	20:00	594,00	197,00	0,00	0,00	180,00	126,00	73,00	65,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	21:00	593,90	196,00	0,00	0,00	197,00	125,00	73,00	64,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	22:00	593,80	195,00	0,00	0,00	155,00	125,00	73,00	64,00	31,00	41,30	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	23:00	593,70	195,00	0,00	0,00	155,00	125,00	73,00	62,00	31,00	41,10	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	0:00	593,00	190,00	0,00	0,00	107,00	125,00	73,00	63,00	31,00	41,10	149,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	01:00	592,70	196,00	0,00	0,00	148,00	126,00	73,00	61,00	31,00	40,10	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	02:00	571,00	185,00	0,00	0,00	139,00	125,00	73,00	61,00	31,00	40,10	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	03:00	573,00	185,00	0,00	0,00	180,00	125,00	73,00	61,00	31,00	40,10	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	04:00	573,70	185,00	0,00	0,00	161,00	125,00	73,00	61,00	31,00	40,10	75,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	05:00	572,00	181,00	0,00	0,00	154,00	126,00	73,00	61,00	31,00	40,10	160,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	06:00	587,90	193,00	0,00	0,00	180,00	125,00	73,00	59,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	07:00	589,80	195,00	0,00	0,00	186,00	125,00	73,00	60,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	08:00	594,10	187,00	0,00	0,00	170,00	125,00	73,00	61,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	09:00	604,00	197,00	0,00	0,00	188,00	126,00	73,00	63,00	31,00	40,10	160,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	10:00	593,70	190,00	0,00	0,00	216,00	125,00	39,00	62,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	11:00	593,80	189,00	0,00	0,00	219,00	126,00	39,00	65,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	12:00	594,10	191,00	0,00	0,00	211,00	126,00	39,00	65,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	13:00	604,10	190,00	0,00	0,00	209,00	126,00	39,00	65,00	31,00	40,10	160,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	14:00	593,80	195,00	0,00	0,00	194,00	125,00	39,00	61,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	15:00	593,20	194,00	0,00	0,00	199,00	126,00	39,00	61,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	16:00	596,10	194,00	0,00	0,00	200,00	126,00	39,00	61,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	17:00	593,80	192,00	0,00	0,00	211,00	126,00	39,00	61,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	18:00	593,70	195,00	0,00	0,00	125,00	125,00	39,00	59,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	19:00	593,80	195,00	0,00	0,00	187,00	125,00	73,00	64,00	31,00	40,10	150,00	0,00	29,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	20:00	593,10	196,00	0,00	0,00	213,00	125,00	73,00	65,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	21:00	592,80	196,00	0,00	0,00	203,00	126,00	73,00	65,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	22:00	592,60	190,00	0,00	0,00	225,00	125,00	73,00	65,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	23:00	592,90	196,00	0,00	0,00	129,00	125,00	73,00	60,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	0:00	593,10	188,00	0,00	0,00	181,00	93,00	73,00	63,00	31,00	40,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	01:00	596,00	182,00	0,00	0,00	179,00	62,00	73,00	61,00	31,00	41,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	02:00	595,00	177,00	0,00	0,00	126,00	62,00	73,00	61,00	31,00	41,10	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	03:00	544,00	174,00	0,00	0,00	148,00	62,00	73,00	61,00	31,00	0,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	04:00	543,50	176,00	0,00	0,00	150,00	62,00	73,00	61,00	31,00	0,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	05:00	546,90	174,00	0,00	0,00	167,00	62,00	74,00	62,00	31,00	0,00	190,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	06:00	590,10	196,00	0,00	0,00	148,00	62,00	73,00	61,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	07:00	594,90	197,00	0,00	0,00	161,00	62,00	73,00	63,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	08:00	593,70	190,00	0,00	0,00	150,00	88,00	73,00	63,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	09:00	594,10	192,00	0,00	0,00	197,00	123,00	73,00	63,00	29,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	10:00	593,90	195,00	0,00	0,00	193,00	123,00	73,00	62,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	11:00	593,80	192,00	0,00	0,00	202,00	126,00	74,00	62,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	12:00	593,50	193,00	0,00	0,00	200,00	127,00	73,00	62,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	13:00	591,50	191,00	0,00	0,00	199,00	126,00	74,00	63,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	14:00	593,90	195,00	0,00	0,00	187,00	126,00	74,00	63,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	15:00	593,90	196,00	0,00	0,00	207,00	127,00	74,00	63,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	16:00	593,80	192,00	0,00	0,00	199,00	126,00	74,00	63,00	31,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	17:00	594,10	192,00	0,00	0,00	143,00	126,00	73,00	63,00	30,00	40,90	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	18:00	594,10	196,00	0,00	0,00	139,00	126,00	74,00	63,00	30,00	40,90	150,00	0,00	0,00	30,00	17,00	0,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	19:00	594,10	190,00	0,00	0,00	228,00	126,00	73,00	65,00	31,00	40,90									

29/04/2002	12:00	594,40	142,00	0,00	0,00	134,00	128,20	73,00	62,00	31,20	41,00	120,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	13:00	594,30	141,00	7,80	0,00	150,00	128,30	73,00	63,00	31,60	41,00	120,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	14:00	594,80	142,00	8,00	0,00	124,00	128,80	73,00	63,00	31,60	41,00	122,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	15:00	594,00	142,00	0,00	0,00	115,00	128,40	73,80	63,00	31,60	41,00	120,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	16:00	593,40	142,00	0,00	0,00	105,00	128,70	73,80	63,00	31,60	41,00	121,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	17:00	573,40	142,00	0,00	0,00	128,00	108,80	73,00	62,00	31,60	41,00	119,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	18:00	597,70	142,00	0,00	0,00	155,00	126,70	73,00	62,00	31,60	41,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	19:00	597,60	142,00	0,00	0,00	188,00	128,70	73,80	65,00	31,60	41,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	20:00	597,60	141,00	0,00	0,00	188,00	128,50	73,76	64,00	31,60	41,00	149,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	21:00	598,00	142,00	0,00	0,00	188,00	128,40	73,80	65,00	31,60	41,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	22:00	597,00	142,00	0,00	0,00	120,00	128,40	74,00	63,00	31,60	41,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	23:00	596,70	137,00	0,00	0,00	57,00	128,40	74,00	62,00	31,60	41,00	149,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	0:00	598,80	143,00	0,00	0,00	33,00	127,00	74,00	63,00	31,60	41,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	01:00	596,10	139,00	0,00	0,00	38,00	105,00	73,00	81,00	32,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	02:00	598,50	142,00	0,00	0,00	0,00	113,00	73,00	81,00	32,00	41,50	120,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	03:00	598,50	142,00	0,00	0,00	0,00	120,00	73,00	81,00	32,00	41,50	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	04:00	598,40	141,00	0,00	0,00	0,00	111,00	73,00	81,00	32,00	41,50	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	05:00	598,40	141,00	0,00	0,00	0,00	113,00	73,00	81,00	31,00	41,50	120,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	06:00	595,60	141,00	0,00	0,00	28,00	128,00	65,00	61,00	31,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	07:00	598,60	142,00	0,00	0,00	120,00	128,00	65,00	62,00	27,00	41,50	180,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	08:00	593,40	141,00	0,00	0,00	103,00	126,00	73,00	63,00	30,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	09:00	594,00	142,00	0,00	0,00	114,00	128,00	73,00	64,00	30,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	10:00	595,00	142,00	0,00	0,00	128,00	128,00	73,00	64,00	30,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	11:00	594,80	142,00	0,00	0,00	160,00	128,00	73,00	64,00	31,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	12:00	594,40	142,00	14,80	0,00	180,00	128,00	73,00	63,00	31,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	13:00	595,70	142,00	0,00	0,00	118,00	128,00	73,00	63,00	32,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	14:00	594,60	132,00	0,00	0,00	100,00	128,00	73,00	62,00	30,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	15:00	694,80	183,00	0,00	0,00	108,00	125,00	74,00	62,00	31,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	16:00	594,90	183,00	0,00	0,00	89,00	125,00	74,00	62,00	31,00	41,50	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	17:00	594,10	184,00	0,00	0,00	121,00	125,00	74,00	63,00	32,00	40,80	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	18:00	594,00	188,00	0,00	0,00	188,00	120,00	74,00	61,00	32,00	40,80	150,00	0,00	12,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	19:00	694,60	191,00	0,00	0,00	186,00	128,00	73,00	66,00	32,00	40,80	160,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	20:00	592,60	192,00	0,00	0,00	182,00	128,00	74,00	65,00	32,00	40,80	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	21:00	593,00	193,00	0,00	0,00	177,00	128,00	73,00	65,00	32,00	40,80	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	22:00	593,00	192,00	0,00	0,00	163,00	126,00	74,00	65,00	32,00	40,80	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	23:00	690,40	191,00	0,00	0,00	82,00	128,00	73,00	63,00	32,00	40,80	160,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	0:00	592,40	194,00	0,00	0,00	63,00	111,00	74,00	62,00	32,00	40,80	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	01:00	498,80	161,00	0,00	0,00	79,00	111,00	73,00	61,00	32,00	40,80	150,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	02:00	497,40	160,00	0,00	0,00	31,00	112,00	73,00	60,00	32,00	40,80	149,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	03:00	498,30	157,00	0,00	0,00	44,00	91,00	73,00	61,00	31,00	40,80	150,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	04:00	498,10	163,00	0,00	0,00	34,00	91,00	73,00	59,00	31,00	40,80	149,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	05:00	498,80	158,00	0,00	0,00	35,00	91,00	74,00	62,00	31,00	40,80	150,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	06:00	498,30	157,00	0,00	0,00	115,00	115,00	73,00	63,00	31,00	40,80	140,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	07:00	694,40	183,00	0,00	0,00	89,00	124,00	73,00	63,00	31,00	40,80	149,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	08:00	596,50	183,00	0,00	0,00	83,00	124,00	73,00	63,00	31,00	40,80	150,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	09:00	593,20	183,00	0,00	0,00	107,00	124,00	73,00	62,00	29,00	40,80	149,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	10:00	595,10	192,00	0,00	0,00	86,00	109,00	73,00	63,00	30,00	40,80	148,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	11:00	596,50	188,00	0,00	0,00	140,00	108,00	73,00	64,00	31,00	40,80	148,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	12:00	595,30	194,00	0,00	0,00	122,00	114,00	73,00	63,00	31,00	40,80	149,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	13:00	596,40	193,00	0,00	0,00	122,00	114,00	73,00	63,00	31,00	38,90	100,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	14:00	596,50	186,00	0,00	0,00	154,00	115,00	73,00	63,00	31,00	40,80	99,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	15:00	593,10	194,00	0,00	0,00	148,00	119,00	73,00	63,00	31,00	39,00	99,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	16:00	596,00	194,00	0,00	0,00	114,00	119,00	73,00	62,00	31,00	38,10	99,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	17:00	592,90	195,00	0,00	0,00	143,00	117,00	73,00	63,00	31,00	39,00	99,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	18:00	592,30	194,00	0,00	0,00	117,00	119,00	73,00	81,00	31,00	39,00	149,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	19:00	591,80	193,00	0,00	0,00	218,00	128,00	73,00	65,00	31,00	37,70	149,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	20:00	594,60	192,00	0,00	0,00	150,00	125,00	73,00	65,00	31,00	38,00	149,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	21:00	593,50	197,00	0,00	0,00	197,00	125,00	73,00	65,00	31,00										

fecha	hora	mel_tg1	mel_tg2	mel_tg3	Malacca TG4	Yajup1	Oro Pacha	Malpaso	Cajaha	Parlac	G. Ciego	crp. ab	crp. mam	shou. h1	shurum/m	shou. h2	shou. h3	Carhuacrumo	Caten del Pao	chid. o	chid. n	flura1
01/05/2001	00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	11,50	4,00	42,70	3,40	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	70,80	100,30	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	11,50	44,00	42,70	3,40	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	84,80	204,50	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	11,40	2,00	42,70	3,30	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	84,80	140,20	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	11,10	2,00	42,70	3,30	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	85,00	140,20	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,90	2,00	42,70	3,30	38,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	84,80	140,30	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,50	2,00	42,70	3,30	38,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	85,00	80,10	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,50	2,00	42,70	3,60	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	84,80	80,10	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	07:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,50	2,00	42,70	3,70	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	84,40	80,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	08:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	10,80	2,00	42,70	3,70	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	86,90	80,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	09:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	10,80	2,00	42,80	3,70	38,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	86,30	80,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	10,80	2,00	42,80	3,70	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	78,90	80,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,80	2,00	42,70	3,70	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	81,30	80,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,80	2,00	42,80	3,50	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	81,90	100,20	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,80	2,00	42,80	3,30	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,50	100,20	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	9,80	2,00	24,00	3,30	38,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	56,30	80,10	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	10,10	2,00	24,80	3,30	38,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,80	80,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	9,20	2,00	24,70	3,30	38,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,30	80,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,00	2,00	22,20	2,90	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	53,50	60,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,00	4,00	22,20	2,90	38,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,80	80,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	19:00	0,00	0,00	13,00	0,00	100,00	7,00	44,00	42,50	3,70	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	95,00	138,70	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	20:00	0,00	0,00	12,50	0,00	100,00	7,00	44,00	42,50	3,70	38,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	95,00	99,70	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	21:00	0,00	0,00	12,70	0,00	100,00	7,00	44,00	42,70	3,70	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,80	58,90	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	22:00	0,00	0,00	12,80	0,00	100,00	7,00	20,00	42,70	3,70	38,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,90	80,00	0,00	0,00	0,00
01/05/2001	23:00	0,00	0,00	12,50	0,00	80,00	7,00	4,00	42,70	3,70	38,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	78,50	58,60	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,00	2,00	42,70	3,70	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,40	80,20	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,00	2,00	30,60	3,50	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,50	60,20	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,00	2,00	31,00	3,60	38,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,00	80,20	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,00	2,00	31,00	3,30	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,20	60,30	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,00	2,00	30,40	3,30	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,10	60,20	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,40	2,00	31,40	3,30	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,50	60,10	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,40	2,00	42,80	3,30	38,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,40	80,60	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	07:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,50	2,00	42,50	3,70	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,60	80,20	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	08:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,50	2,00	42,50	3,70	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58,80	80,20	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	09:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,50	2,00	42,70	3,70	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	95,00	90,00	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,60	44,00	42,70	3,70	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	85,10	120,80	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	10,00	20,00	42,70	3,30	38,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	90,90	170,50	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	10,30	20,00	42,70	3,30	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,90	140,50	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	10,30	4,00	42,70	3,30	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,80	120,10	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	10,30	4,00	42,70	3,10	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,80	100,30	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	11,70	4,00	42,70	3,10	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,90	120,40	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	12,00	4,00	42,70	3,10	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,80	120,10	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	18,00	4,00	42,70	3,00	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,80	120,20	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	18:00	0,00	0,00	0,00	6,10	100,00	18,30	45,00	42,70	3,40	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	85,00	204,50	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	19:00	0,00	0,00	12,80	80,80	102,00	21,00	45,00	42,70	3,70	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,80	225,80	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	20:00	0,00	0,00	11,90	81,80	102,00	21,00	45,00	42,70	3,70	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,90	234,70	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	21:00	0,00	0,00	0,00	80,00	102,00	21,00	45,00	42,70	3,70	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,70	217,40	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	102,00	21,00	45,00	42,70	3,70	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,80	204,80	0,00	0,00	0,00
02/05/2001	23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	11,80	4,00	42,70	3,70	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,80	163,20	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	00:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	11,60	4,00	42,70	3,70	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	84,90	108,90	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	11,80	2,00	42,70	3,40	38,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	81,10	60,10	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	11,80	2,00	42,70	3,40	38,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,10	80,00	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	11,60	2,00	42,70	3,40	38,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44,70	60,10	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	10,10	2,00	42,70	3,40	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	42,90	80,10	0,00	0,00	0,00
03/05/2001	05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	10,10	2,00	42,70	3,60	38,70	0,00										

fecha	hora	msl_b1	msl_b2	msl_b3	Melipaca TG4	Yaupe	Oro Pachá	Melipaco	Cajusa	Paríac	G. Ciego	emp. atz	emp. men	shou_b1	shourmens	shou_b2	shou_b3	Carhuacoma 0	Carhuacoma 1	chid_o	chid_n	litra1
23/04/2002	11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	2,20	44,00	0,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,10	261,90	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	2,00	44,00	0,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,40	260,60	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	1,80	20,00	21,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	95,30	261,20	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	1,80	20,00	21,10	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,20	261,50	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,80	20,00	21,10	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	261,30	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,80	44,00	21,10	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,70	260,80	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	5,20	44,00	42,50	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,80	260,50	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	5,20	44,00	42,50	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,90	260,80	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	19:00	0,00	0,00	0,00	79,50	102,00	5,40	48,00	42,80	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	1,10	0,00	93,90	261,30	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	20:00	0,00	0,00	0,00	79,50	102,00	7,90	48,00	42,90	4,50	39,10	0,00	0,00	0,00	0,00	1,10	0,00	94,10	261,20	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	21:00	0,00	0,00	0,00	80,20	102,00	7,90	48,00	42,50	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,90	260,70	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	22:00	0,00	0,00	0,00	8,00	102,00	7,90	48,00	42,50	4,40	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,30	260,80	0,00	0,00	0,00
23/04/2002	23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	102,00	5,40	4,00	41,50	4,10	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,90	231,60	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	5,10	10,00	42,50	4,30	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,50	105,40	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	5,10	15,00	42,80	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	61,50	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,90	15,00	0,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	62,10	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,90	15,00	0,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	62,30	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,90	15,00	0,00	4,50	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	62,20	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,80	15,00	0,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	62,10	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	15,00	0,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	91,00	80,50	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	07:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	15,00	0,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	144,50	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	08:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	4,00	0,00	4,50	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	180,20	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	09:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,80	44,00	0,00	4,60	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	261,70	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	44,00	0,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	261,20	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	44,00	0,00	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	260,90	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	44,00	22,00	4,90	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	261,10	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	44,00	22,00	4,90	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	261,40	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	44,00	22,00	4,50	39,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,70	260,90	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	44,00	40,40	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	261,80	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	44,00	41,90	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,40	261,70	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	4,60	44,00	41,70	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,80	261,40	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	18:00	0,00	0,00	0,00	30,10	100,00	7,70	48,00	42,40	4,50	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	261,50	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	19:00	0,00	0,00	0,00	78,70	102,00	10,20	48,00	42,60	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	261,50	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	20:00	0,00	0,00	0,00	79,40	102,00	10,20	46,00	42,80	4,50	39,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,40	261,30	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	21:00	0,00	0,00	0,00	60,10	102,00	10,80	48,00	42,80	4,90	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	261,00	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	22:00	0,00	0,00	0,00	6,00	102,00	10,90	48,00	42,60	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	261,50	0,00	0,00	0,00
24/04/2002	23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,00	4,00	42,40	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	224,20	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,40	10,00	42,40	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	100,10	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,00	10,00	42,50	4,50	39,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	60,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,20	15,00	42,30	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	60,20	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	9,20	15,00	42,40	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	60,20	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,80	15,00	42,40	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	60,10	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,80	15,00	42,50	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	62,30	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,80	15,00	42,50	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	60,00	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	07:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,80	4,00	42,40	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	150,30	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	08:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,50	4,00	42,40	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	178,90	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	09:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,00	4,00	42,40	4,10	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	221,90	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,00	4,00	42,50	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	261,70	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,00	30,00	42,50	4,50	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	261,30	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	8,00	44,00	42,30	4,50	39,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	261,60	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,80	44,00	42,10	4,50	39,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	261,40	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,70	20,00	42,10	4,10	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	261,70	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,70	20,00	42,40	4,10	39,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	261,60	0,00	0,00	0,00
25/04/2002	16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,70	20,00	42,10	4												

28/04/2002	12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,80	4,00	21,00	3,10	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	60,56	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,60	4,00	21,00	3,10	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	59,96	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,60	4,00	21,00	2,90	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	59,76	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,70	4,00	21,00	3,00	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,40	60,00	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,50	4,00	21,00	3,90	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,40	60,00	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	5,90	20,00	21,00	3,40	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	60,50	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,10	30,00	21,00	3,90	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,40	132,00	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	19:00	0,00	0,00	0,00	78,60	80,00	7,10	44,00	42,20	3,90	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	259,10	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	20:00	0,00	0,00	0,00	80,10	80,00	8,20	44,00	42,10	4,10	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,90	257,80	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	21:00	0,00	0,00	0,00	50,00	80,00	6,50	44,00	42,10	4,30	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	257,10	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	22:00	0,00	0,00	0,00	6,10	80,00	6,50	44,00	42,10	4,50	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	257,10	0,00	0,00	0,00
28/04/2002	23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,40	15,00	42,00	4,50	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	236,10	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,60	15,00	41,00	4,50	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,30	101,50	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,80	20,00	41,00	4,50	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,70	59,40	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,80	20,00	41,50	4,50	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	59,70	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,80	20,00	41,50	4,40	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,50	59,70	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,80	20,00	41,90	4,40	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,80	59,80	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,80	30,00	41,90	4,40	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	60,20	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,80	30,00	42,00	4,40	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	108,70	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	07:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,30	30,00	42,30	4,50	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	156,60	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	08:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,10	20,00	42,10	4,50	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	200,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	09:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,10	20,00	42,10	4,50	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	280,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	7,10	20,00	42,20	4,50	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	260,40	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	11:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,80	44,00	42,20	4,50	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	260,40	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	12:00	0,00	0,00	0,00	0,00	80,00	6,80	44,00	42,20	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,70	261,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	6,80	44,00	42,20	4,20	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,90	260,80	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	6,80	44,00	42,20	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	256,00	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	6,80	20,00	42,10	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,80	260,30	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	16:00	0,00	0,00	5,60	0,00	100,00	6,80	20,00	42,10	4,20	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	260,40	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	17:00	0,00	0,00	10,20	0,00	100,00	6,80	20,00	42,10	4,20	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	260,30	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	6,80	20,00	41,80	4,20	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	259,30	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	19:00	0,00	0,00	0,00	78,60	102,00	10,20	46,00	41,70	4,00	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	261,10	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	20:00	0,00	0,00	0,00	70,10	102,00	10,40	46,00	41,80	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	260,60	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	21:00	0,00	0,00	0,00	60,10	102,00	10,60	46,00	41,70	4,20	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	260,80	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	22:00	0,00	0,00	0,00	6,00	102,00	10,60	46,00	39,60	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	261,10	0,00	0,00	0,00
29/04/2002	23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	102,00	6,00	4,00	37,60	4,20	38,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,70	256,70	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,50	4,00	38,70	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	141,50	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	01:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,80	10,00	38,00	4,50	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	172,90	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	02:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,60	4,00	38,00	4,50	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	174,10	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	03:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,80	4,00	38,00	4,50	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	150,90	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	04:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,80	4,00	37,60	4,50	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	151,10	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	05:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,60	4,00	37,60	4,30	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	174,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	06:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,50	44,00	37,60	4,20	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	174,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	07:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	7,30	10,00	39,50	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	200,00	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	08:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	5,10	10,00	41,70	4,20	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,20	242,10	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	09:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	5,80	44,00	41,20	4,20	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	258,30	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	10:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	5,60	44,00	40,70	4,20	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	256,70	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	11:00	0,00	0,00	10,80	0,00	100,00	6,90	44,00	39,70	4,20	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96,00	260,70	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	12:00	0,00	0,00	13,80	0,00	100,00	6,90	44,00	40,20	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	260,70	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	13:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	6,90	44,00	41,30	4,20	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,90	260,50	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	14:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	6,90	44,00	41,40	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	260,20	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	15:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	6,90	44,00	38,70	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,40	260,40	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	16:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	6,50	44,00	38,90	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,10	260,40	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	100,00	6,50	4,00	37,60	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,00	259,80	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	18:00	0,00	0,00	0,00	6,10	100,00	6,50	4,00	36,80	3,90	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,80	260,80	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	19:00	0,00	0,00	0,00	79,90	102,00	9,00	46,00	40,40	4,20	38,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	93,80	260,90	0,00	0,00	0,00
30/04/2002	20:00	0,00	0,00	0,00	80,00	102,00	9,00	46,00	41,50	4,30	38,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	94,40				

ANEXO I

**FACTORES DE PERDIDA DE BARRA DE LAS UNIDADES DE
GENERACIÓN DEL SEIN EN EL PERIODO 01/05/2001 AL 30/04/2002**

FACTOR DE PERDIDAS DE BARRAS DE GENERACION

Fecha inicio	Fecha final	Bloque	Matucana	Huinco	Callahuana	Moyopampa	Huampani	Cahua	C.pato	Pariac	G.Ciego	Carhuauquero	Malpaso	Mantaro	Restitucion	Croya-pacha	Yaupi
1-5-2001	4-5-2001	Base	0,9579	0,9256	0,9256	0,9681	0,9557	0,9037	0,8241	0,8571	0,8559	0,8374	0,9059	0,9145	0,9147	0,9493	0,8398
1-5-2001	4-5-2001	Meda	0,9623	0,9297	0,9297	0,9824	0,9404	0,9938	0,9828	0,9865	0,9985	0,9930	0,9281	0,9147	0,9148	0,9539	0,8818
1-5-2001	4-5-2001	Punta	0,9639	0,9301	0,9301	0,9596	0,9401	1,0238	1,0560	1,0564	1,0711	1,0736	0,9537	0,9168	0,9169	0,9614	0,8948
5-5-2001	11-5-2001	Base	0,9546	0,9236	0,9236	0,9664	0,9575	0,9188	0,8946	0,9382	0,9290	0,9123	0,9036	0,9112	0,9117	0,9421	0,8453
5-5-2001	11-5-2001	Meda	0,9567	0,9271	0,9271	0,9831	0,9470	0,9568	0,9752	0,9927	1,0157	1,0154	0,9352	0,9170	0,9179	0,9505	0,8598
5-5-2001	11-5-2001	Punta	0,9553	0,9246	0,9246	0,9582	0,9447	1,0085	1,1483	1,1615	1,1567	1,1557	0,9574	0,9162	0,9170	0,9595	0,8725
12-5-2001	18-5-2001	Base	0,9532	0,9224	0,9224	0,9647	0,9555	0,9654	0,9519	0,9965	0,9799	0,9615	0,8998	0,9001	0,9002	0,9366	0,8612
12-5-2001	18-5-2001	Meda	0,9587	0,9281	0,9281	0,9639	0,9461	0,9891	1,0040	1,0184	1,0493	1,0397	0,9437	0,9056	0,9058	0,9540	0,8893
12-5-2001	18-5-2001	Punta	0,9605	0,9292	0,9292	0,9600	0,9460	0,9883	1,0081	1,0197	1,0759	1,0452	0,9589	0,9114	0,9115	0,9613	0,8773
19-5-2001	25-5-2001	Base	0,9512	0,9202	0,9202	0,9645	0,9559	0,9613	0,9813	1,0280	1,0055	0,9862	0,8878	0,8959	0,8961	0,9298	0,8540
19-5-2001	25-5-2001	Meda	0,9551	0,9235	0,9235	0,9620	0,9418	0,9979	1,0735	1,0905	1,0929	1,0887	0,9479	0,9031	0,9033	0,9531	0,8708
19-5-2001	25-5-2001	Punta	0,9561	0,9234	0,9234	0,9570	0,9391	1,0356	1,1912	1,2045	1,2368	1,2146	0,9558	0,9036	0,9039	0,9560	0,8788
28-5-2001	1-6-2001	Base	0,9519	0,9208	0,9208	0,9644	0,9563	0,9492	0,9611	1,0058	0,9960	0,9710	0,9080	0,8965	0,8977	0,9365	0,8565
28-5-2001	1-6-2001	Meda	0,9585	0,9275	0,9275	0,9642	0,9468	0,9780	1,0289	1,0459	1,1073	1,0847	0,9415	0,9033	0,9048	0,9542	0,8797
28-5-2001	1-6-2001	Punta	0,9617	0,9298	0,9298	0,9606	0,9439	0,9797	1,0434	1,0558	1,1131	1,0796	0,9623	0,9098	0,9115	0,9632	0,8880
2-6-2001	8-6-2001	Base	0,9533	0,9219	0,9219	0,9649	0,9566	0,9443	0,9404	0,9844	0,9768	0,9501	0,9021	0,8980	0,8982	0,9354	0,8573
2-6-2001	8-6-2001	Meda	0,9608	0,9299	0,9299	0,9654	0,9477	0,9615	0,9882	1,0038	1,0416	1,0226	0,9467	0,9049	0,9051	0,9588	0,8797
2-6-2001	8-6-2001	Punta	0,9623	0,9295	0,9295	0,9604	0,9429	0,9953	1,0933	1,1052	1,1542	1,1212	0,9632	0,9046	0,9048	0,9641	0,8912
9-6-2001	15-6-2001	Base	0,9537	0,9222	0,9222	0,9647	0,9555	0,9610	0,9536	0,9975	0,9945	0,9674	0,9059	0,8966	0,8968	0,9370	0,8601
9-6-2001	15-6-2001	Meda	0,9571	0,9250	0,9250	0,9632	0,9455	0,9980	1,0491	1,0654	1,1071	1,0723	0,7889	0,8919	0,8921	0,9520	0,8459
9-6-2001	15-6-2001	Punta	0,9622	0,9289	0,9289	0,9595	0,9418	1,0449	1,1803	1,1922	1,2475	1,2053	0,9560	0,8987	0,8991	0,9590	0,8867
18-6-2001	22-6-2001	Base	0,9559	0,9240	0,9240	0,9656	0,9552	0,9494	0,9789	1,0232	1,0074	0,9790	0,8985	0,8906	0,8907	0,9383	0,8489
18-6-2001	22-6-2001	Meda	0,9614	0,9292	0,9292	0,9635	0,9457	0,9885	1,0762	1,0925	1,1153	1,0882	0,7521	0,8907	0,8908	0,9570	0,8434
18-6-2001	22-6-2001	Punta	0,9619	0,9290	0,9290	0,9594	0,9421	1,0681	1,2827	1,2953	1,3796	1,3371	0,9517	0,8838	0,8840	0,9802	0,8987
23-6-2001	29-6-2001	Base	0,9550	0,9231	0,9231	0,9680	0,9573	0,9254	0,9623	1,0075	0,9958	0,9661	0,8970	0,8844	0,8846	0,9379	0,8491
23-6-2001	29-6-2001	Meda	0,9623	0,9299	0,9299	0,9669	0,9471	0,9758	1,0797	1,0969	1,1429	1,1125	0,7544	0,8831	0,8834	0,9605	0,8726
23-6-2001	29-6-2001	Punta	0,9631	0,9303	0,9303	0,9633	0,9447	1,0490	1,2960	1,3108	1,4089	1,3725	0,9552	0,8803	0,8805	0,9647	0,9203
30-6-2001	6-7-2001	Base	0,9574	0,9251	0,9251	0,9675	0,9571	0,9160	0,9443	0,9878	0,9782	0,9415	0,9000	0,8916	0,8917	0,9410	0,8406
30-6-2001	6-7-2001	Meda	0,9649	0,9318	0,9318	0,9669	0,9482	0,9610	1,0514	1,0698	1,0991	1,0713	0,8461	0,8940	0,8942	0,9608	0,8740
30-6-2001	6-7-2001	Punta	0,9660	0,9332	0,9332	0,9629	0,9452	1,0195	1,2309	1,2456	1,3226	1,2896	0,9584	0,8941	0,8942	0,9677	0,9108
7-7-2001	13-7-2001	Base	0,9597	0,9271	0,9271	0,9671	0,9569	0,9066	0,9263	0,9680	0,9607	0,9168	0,9029	0,8987	0,8988	0,9441	0,8322
7-7-2001	13-7-2001	Meda	0,9676	0,9338	0,9338	0,9669	0,9493	0,9464	1,0230	1,0426	1,0554	1,0302	0,9379	0,9049	0,9050	0,9612	0,8753
7-7-2001	13-7-2001	Punta	0,9690	0,9361	0,9361	0,9626	0,9458	0,9900	1,1659	1,1604	1,2364	1,2068	0,9616	0,9078	0,9080	0,9707	0,9013
14-7-2001	20-7-2001	Base	0,9591	0,9265	0,9265	0,9668	0,9566	0,9261	0,9524	0,9976	0,9802	0,9380	0,9056	0,8975	0,8977	0,9433	0,8227
14-7-2001	20-7-2001	Meda	0,9657	0,9332	0,9332	0,9665	0,9569	0,9443	1,0023	1,0236	1,0371	1,0085	0,9372	0,9041	0,9043	0,9590	0,8552
14-7-2001	20-7-2001	Punta	0,9679	0,9355	0,9355	0,9623	0,9552	0,9919	1,1578	1,1756	1,2447	1,2214	0,9622	0,9035	0,9036	0,9663	0,8828
21-7-2001	27-7-2001	Base	0,9583	0,9257	0,9257	0,9662	0,9555	0,9510	0,9665	1,0115	1,0045	0,9523	0,8992	0,9005	0,9007	0,9401	0,8281
21-7-2001	27-7-2001	Meda	0,9651	0,9323	0,9323	0,9648	0,9484	1,0042	1,0455	1,0641	1,0846	1,0609	0,9303	0,9081	0,9082	0,9545	0,8672
21-7-2001	27-7-2001	Punta	0,9682	0,9357	0,9357	0,9616	0,9485	1,0615	1,1986	1,2130	1,2702	1,2572	0,9560	0,9096	0,9097	0,9642	0,8950
28-7-2001	3-8-2001	Base	0,9576	0,9250	0,9250	0,9658	0,9543	0,9758	0,9806	1,0255	1,0289	0,9667	0,8928	0,9036	0,9037	0,9368	0,8295
28-7-2001	3-8-2001	Meda	0,9645	0,9315	0,9315	0,9632	0,9398	1,0641	1,0886	1,1047	1,1322	1,1134	0,9234	0,9121	0,9122	0,9500	0,8792
28-7-2001	3-8-2001	Punta	0,9685	0,9358	0,9358	0,9609	0,9418	1,1311	1,2393	1,2503	1,2957	1,2930	0,9498	0,9157	0,9158	0,9601	0,9071
4-8-2001	10-8-2001	Base	0,9571	0,9246	0,9246	0,9654	0,9550	0,9901	0,9682	1,0158	1,0173	0,9540	0,9159	0,9000	0,9002	0,9440	0,8376
4-8-2001	10-8-2001	Meda	0,9645	0,9315	0,9315	0,9655	0,9440	1,0404	1,0514	1,0750	1,0995	1,0648	0,9368	0,9078	0,9079	0,9545	0,8620
4-8-2001	10-8-2001	Punta	0,9664	0,9338	0,9338	0,9612	0,9462	1,0800	1,1576	1,1766	1,2126	1,1908	0,9596	0,9058	0,9060	0,9626	0,9006
11-8-2001	17-8-2001	Base	0,9591	0,9268	0,9268	0,9662	0,9542	0,9465	0,9914	1,0493	1,0514	0,9925	0,9100	0,8959	0,8961	0,9421	0,8425
11-8-2001	17-8-2001	Meda	0,9658	0,9326	0,9326	0,9648	0,9478	0,9760	1,0393	1,0697	1,0960	1,0893	0,9302	0,9033	0,9035	0,9515	0,8628
11-8-2001	17-8-2001	Punta	0,9682	0,9355	0,9355	0,9619	0,9495	1,0165	1,1491	1,1763	1,2176	1,2001	0,9616	0,9008	0,9014	0,9626	0,9074
18-8-2001	24-8-2001	Base	0,9589	0,9264	0,9264	0,9660	0,9544	0,9490	0,9727	1,0263	1,0336	0,9744	0,9057	0,8945	0,8948	0,9407	0,8367
18-8-2001	24-8-2001	Meda	0,9658	0,9327	0,9327	0,9648	0,9459	0,9796	1,0319	1,0623	1,0957	1,0708	0,9282	0,9038	0,9039	0,9512	0,8628
18-8-2001	24-8-2001	Punta	0,9681	0,9349	0,9349	0,9617	0,9466	1,0211	1,1341	1,1603	1,1973	1,1801	0,9573	0,9012	0,9017	0,9613	0,9011

Fecha inicio	Fecha final	Bloque	Matucana	Huínco	Callahuana	Moyopampa	Huampaní	Cahua	C.pato	Pariac	G.Clego	Carhuaquero	Malpaso	Mantaro	Restitucion	Oroya-pacha	Yaupí
25-8-2001	31-8-2001	Base	0,9588	0,9259	0,9259	0,9659	0,9545	0,9514	0,9539	1,0033	1,0159	0,9563	0,9014	0,8931	0,8932	0,9394	0,8349
25-8-2001	31-8-2001	Media	0,9659	0,9328	0,9328	0,9648	0,9440	0,9831	1,0246	1,0549	1,0954	1,0724	0,9283	0,9043	0,9044	0,9509	0,8627
25-8-2001	31-8-2001	Punta	0,9680	0,9343	0,9343	0,9615	0,9438	1,0257	1,1191	1,1444	1,1770	1,1601	0,9530	0,9017	0,9021	0,9599	0,8949
1-9-2001	7-9-2001	Base	0,9594	0,9286	0,9286	0,9682	0,9549	0,9513	0,9524	1,0058	0,9985	0,9501	0,8997	0,8835	0,8936	0,9396	0,8409
1-9-2001	7-9-2001	Media	0,9680	0,9331	0,9331	0,9649	0,9490	0,9838	1,0294	1,0803	1,0823	1,0684	0,9218	0,9011	0,9012	0,9499	0,8719
1-9-2001	7-9-2001	Punta	0,9682	0,9350	0,9350	0,9618	0,9478	1,0170	1,1136	1,1398	1,1618	1,1446	0,9544	0,9000	0,9003	0,9603	0,9039
8-9-2001	14-9-2001	Base	0,9600	0,9273	0,9273	0,9665	0,9553	0,9511	0,9509	1,0084	0,9810	0,9440	0,8980	0,8939	0,8940	0,9398	0,8489
8-9-2001	14-9-2001	Media	0,9661	0,9335	0,9335	0,9650	0,9540	0,9846	1,0343	1,0658	1,0691	1,0644	0,9173	0,8979	0,8980	0,9488	0,8810
8-9-2001	14-9-2001	Punta	0,9685	0,9358	0,9358	0,9621	0,9515	1,0083	1,1081	1,1348	1,1483	1,1290	0,9558	0,8983	0,8986	0,9607	0,9129
15-9-2001	21-9-2001	Base	0,9600	0,9270	0,9270	0,9686	0,9552	0,9257	0,8930	0,9477	0,9332	0,8887	0,9069	0,9002	0,9004	0,9424	0,8312
15-9-2001	21-9-2001	Media	0,9667	0,9344	0,9344	0,9659	0,9470	0,9593	0,9667	0,9964	0,9814	0,9429	0,9253	0,9090	0,9091	0,9518	0,8609
15-9-2001	21-9-2001	Punta	0,9688	0,9357	0,9357	0,9624	0,9437	1,0051	1,0894	1,0956	1,0907	1,0415	0,9526	0,9042	0,9043	0,9596	0,8958
22-9-2001	28-9-2001	Base	0,9594	0,9283	0,9283	0,9684	0,9550	0,9073	0,8924	0,9476	0,9324	0,8909	0,9117	0,8988	0,8989	0,9428	0,8300
22-9-2001	28-9-2001	Media	0,9688	0,9333	0,9333	0,9656	0,9475	0,9404	0,9677	0,9978	1,0041	0,9810	0,9313	0,9056	0,9057	0,9522	0,8595
22-9-2001	28-9-2001	Punta	0,9686	0,9353	0,9353	0,9625	0,9437	0,9824	1,0851	1,1117	1,1178	1,0860	0,9544	0,9054	0,9056	0,9595	0,8871
29-9-2001	5-10-2001	Base	0,9594	0,9283	0,9283	0,9665	0,9557	0,9203	0,8938	0,9484	0,9348	0,8912	0,9162	0,8961	0,8963	0,9438	0,8299
29-9-2001	5-10-2001	Media	0,9658	0,9328	0,9328	0,9667	0,9471	0,9531	0,9723	1,0018	0,9947	0,9704	0,9316	0,9022	0,9023	0,9522	0,8577
29-9-2001	5-10-2001	Punta	0,9683	0,9349	0,9349	0,9622	0,9441	0,9977	1,0826	1,1090	1,1141	1,0785	0,9581	0,9015	0,9016	0,9603	0,8863
6-10-2001	12-10-2001	Base	0,9632	0,9269	0,9269	0,9675	0,9581	0,9258	0,8951	0,9510	0,9324	0,8902	0,9280	0,8975	0,8976	0,9487	0,8410
6-10-2001	12-10-2001	Media	0,9650	0,9322	0,9322	0,9666	0,9488	0,9551	0,9704	1,0009	0,9954	0,9683	0,9315	0,9024	0,9026	0,9509	0,8617
6-10-2001	12-10-2001	Punta	0,9681	0,9346	0,9346	0,9624	0,9446	1,0082	1,0935	1,1208	1,1270	1,0966	0,9598	0,9073	0,9076	0,9624	0,9002
13-10-2001	19-10-2001	Base	0,9631	0,9289	0,9289	0,9674	0,9574	0,9304	0,9174	0,9745	0,9574	0,9142	0,9209	0,9079	0,9080	0,9463	0,8314
13-10-2001	19-10-2001	Media	0,9621	0,9293	0,9293	0,9651	0,9488	0,9581	0,9783	1,0072	1,0096	0,9970	0,9314	0,9048	0,9050	0,9463	0,8391
13-10-2001	19-10-2001	Punta	0,9672	0,9337	0,9337	0,9619	0,9488	1,0213	1,1297	1,1588	1,1731	1,1508	0,9594	0,9131	0,9132	0,9591	0,8801
20-10-2001	26-10-2001	Base	0,9595	0,9284	0,9284	0,9662	0,9573	0,9565	0,9336	0,9901	0,9841	0,9475	1,1261	0,9048	0,9049	1,1804	0,9964
20-10-2001	26-10-2001	Media	0,9628	0,9294	0,9294	0,9649	0,9471	1,0216	1,0557	1,0870	1,0952	1,0920	1,3128	0,9052	0,9053	1,3492	1,1080
20-10-2001	26-10-2001	Punta	0,9643	0,9289	0,9289	0,9598	0,9437	1,1080	1,2102	1,2394	1,2429	1,2392	1,3896	0,8997	0,8999	1,4268	1,1976
27-10-2001	2-11-2001	Base	0,9614	0,9276	0,9276	0,9669	0,9578	0,9362	0,9061	0,9610	0,9341	0,9127	0,9130	0,9061	0,9062	0,9454	0,8412
27-10-2001	2-11-2001	Media	0,9626	0,9288	0,9288	0,9634	0,9444	0,9903	1,0053	1,0332	1,0388	1,0170	0,9302	0,9075	0,9077	0,9511	0,8741
27-10-2001	2-11-2001	Punta	0,9658	0,9326	0,9326	0,9611	0,9424	1,0393	1,1076	1,1326	1,1295	1,1039	0,9564	0,9107	0,9109	0,9612	0,9099
3-11-2001	9-11-2001	Base	0,9639	0,9283	0,9283	0,9675	0,9605	0,9082	0,8614	0,9095	0,8949	0,8783	0,9167	0,9040	0,9041	0,9459	0,8282
3-11-2001	9-11-2001	Media	0,9676	0,9321	0,9321	0,9648	0,9493	0,9520	0,9421	0,9645	0,9653	0,9465	0,9475	0,9100	0,9101	0,9568	0,8591
3-11-2001	9-11-2001	Punta	0,9700	0,9341	0,9341	0,9618	0,9445	1,0101	1,0436	1,0828	1,0778	1,0503	0,9669	0,9101	0,9103	0,9644	0,8989
10-11-2001	16-11-2001	Base	0,9596	0,9279	0,9279	0,9667	0,9585	0,9378	0,8902	0,9279	0,9219	0,9052	0,9174	0,9023	0,9025	0,9451	0,8337
10-11-2001	16-11-2001	Media	0,9672	0,9348	0,9348	0,9652	0,9453	0,9907	0,9702	0,9822	0,9946	0,9893	0,9376	0,9119	0,9121	0,9552	0,8557
10-11-2001	16-11-2001	Punta	0,9675	0,9346	0,9346	0,9612	0,9424	1,0702	1,1300	1,1376	1,1930	1,2059	0,9632	0,9058	0,9061	0,9610	0,8619
17-11-2001	23-11-2001	Base	0,9603	0,9286	0,9286	0,9671	0,9569	0,9461	0,8607	0,8972	0,8957	0,8852	0,9176	0,9063	0,9066	0,9462	0,8343
17-11-2001	23-11-2001	Media	0,9684	0,9357	0,9357	0,9675	0,9475	0,9833	0,9333	0,9444	0,9533	0,9626	0,9518	0,9111	0,9120	0,9584	0,8559
17-11-2001	23-11-2001	Punta	0,9679	0,9349	0,9349	0,9615	0,9432	1,0412	1,0169	1,0232	1,0799	1,0717	0,9629	0,9067	0,9074	0,9607	0,8845
24-11-2001	30-11-2001	Base	0,9591	0,9273	0,9273	0,9665	0,9568	0,9446	0,8775	0,9145	0,9288	0,9242	0,9142	0,9015	0,9016	0,9428	0,8506
24-11-2001	30-11-2001	Media	0,9657	0,9337	0,9337	0,9647	0,9478	1,0111	0,9649	0,9761	0,9984	1,0034	0,9390	0,8890	0,8891	0,9529	0,8715
24-11-2001	30-11-2001	Punta	0,9669	0,9338	0,9338	0,9610	0,9417	1,0479	1,0209	1,0264	1,0849	1,0784	0,9637	0,9048	0,9049	0,9598	0,8923
1-12-2001	7-12-2001	Base	0,9601	0,9277	0,9277	0,9671	0,9573	0,9295	0,7973	0,8296	0,8284	0,8140	0,9053	0,9159	0,9163	0,9456	0,8289
1-12-2001	7-12-2001	Media	0,9653	0,9326	0,9326	0,9661	0,9548	0,9618	0,8234	0,8318	0,8382	0,8248	0,9150	0,9175	0,9180	0,9496	0,8478
1-12-2001	7-12-2001	Punta	0,9679	0,9344	0,9344	0,9621	0,9507	0,9993	0,8824	0,8851	0,9200	0,8961	0,9635	0,9191	0,9195	0,9640	0,8742
8-12-2001	14-12-2001	Base	0,9585	0,9284	0,9284	0,9686	0,9572	0,9248	0,8041	0,8386	0,8386	0,8232	0,9014	0,9137	0,9139	0,9435	0,8308
8-12-2001	14-12-2001	Media	0,9653	0,9320	0,9320	0,9643	0,9442	0,9783	0,8947	0,9011	0,8980	0,8861	0,9216	0,9189	0,9195	0,9510	0,8650
8-12-2001	14-12-2001	Punta	0,9673	0,9351	0,9351	0,9630	0,9424	1,0206	0,9597	0,9614	0,9881	0,9877	0,9399	0,9173	0,9177	0,9561	0,8815
15-12-2001	21-12-2001	Base	0,9516	0,9213	0,9213	0,9640	0,9563	0,9940	0,8741	0,9094	0,9188	0,9027	0,8889	0,8967	0,8968	0,9331	0,8684
15-12-2001	21-12-2001	Media	0,9551	0,9252	0,9252	0,9615	0,9439	1,0239	0,9577	0,9665	1,0074	1,0110	0,9044	0,9037	0,9037	0,9394	0,8757
15-12-2001	21-12-2001	Punta	0,9598	0,9301	0,9301	0,9607	0,9421	1,0256	0,9756	0,9784	1,0107	1,0111	0,9345	0,9081	0,9082	0,9509	0,8803

Fecha inicio	Fecha final	Bloque	Matucana	Huínco	Callahuana	Moyopampa	Huampani	Cahua	C.pato	Pariac	G.Ciego	Carhuauquero	Malpaso	Mantaro	Restitucion	Oroya-pacha	Yaupí
22-12-2001	28-12-2001	Base	0,9578	0,9258	0,9258	0,9859	0,9559	0,9209	0,8462	0,8794	0,8730	0,8568	0,8911	0,9135	0,9137	0,9428	0,8489
22-12-2001	28-12-2001	Meda	0,9629	0,9292	0,9292	0,9611	0,9385	1,0075	1,0146	1,0186	1,0427	1,0516	0,9105	0,9154	0,9155	0,9470	0,8911
22-12-2001	28-12-2001	Punta	0,9644	0,9306	0,9306	0,9584	0,9384	1,0441	1,1253	1,1246	1,1348	1,1512	0,9437	0,9149	0,9151	0,9557	0,9006
29-12-2001	4-1-2002	Base	0,9579	0,9256	0,9256	0,9661	0,9557	0,9037	0,8241	0,8571	0,8559	0,8374	0,9059	0,9145	0,9147	0,9493	0,8398
29-12-2001	4-1-2002	Meda	0,9623	0,9297	0,9297	0,9624	0,9404	0,9938	0,9826	0,9865	0,9985	0,9930	0,9281	0,9147	0,9148	0,9539	0,8818
29-12-2001	4-1-2002	Punta	0,9639	0,9301	0,9301	0,9596	0,9401	1,0236	1,0560	1,0564	1,0711	1,0736	0,9537	0,9168	0,9169	0,9614	0,8948
5-1-2002	11-1-2002	Base	0,9558	0,9235	0,9235	0,9652	0,9557	0,9429	0,8516	0,8861	0,8915	0,8727	0,9152	0,8952	0,8953	0,9497	0,8881
5-1-2002	11-1-2002	Meda	0,9608	0,9281	0,9281	0,9629	0,9457	0,9820	0,9311	0,9404	0,9888	0,9888	0,9339	0,9004	0,9006	0,9581	0,8780
5-1-2002	11-1-2002	Punta	0,9657	0,9320	0,9320	0,9609	0,9425	0,9818	0,9489	0,9523	0,9915	0,9886	0,9655	0,9119	0,9122	0,9708	0,8850
12-1-2002	18-1-2002	Base	0,9613	0,9291	0,9291	0,9678	0,9573	0,8817	0,8083	0,8407	0,8390	0,8207	0,9222	0,9089	0,9090	0,9608	0,8328
12-1-2002	18-1-2002	Meda	0,9647	0,9315	0,9315	0,9645	0,9476	0,9447	0,8660	0,8743	0,8771	0,8565	0,9311	0,9056	0,9057	0,9628	0,8803
12-1-2002	18-1-2002	Punta	0,9685	0,9331	0,9331	0,9611	0,9438	0,9795	0,9454	0,9487	0,9859	0,9802	0,9661	0,9098	0,9099	0,9738	0,9131
19-1-2002	25-1-2002	Base	0,9563	0,9256	0,9256	0,9664	0,9573	0,8971	0,8290	0,8622	0,8719	0,8493	0,9134	0,9077	0,9078	0,9570	0,8385
19-1-2002	25-1-2002	Meda	0,9587	0,9288	0,9288	0,9640	0,9461	0,9251	0,8354	0,8438	0,8630	0,8371	0,9609	0,9114	0,9116	0,9725	0,8734
19-1-2002	25-1-2002	Punta	0,9593	0,9286	0,9286	0,9598	0,9408	0,9758	0,9416	0,9451	0,9986	0,9894	0,9677	0,9127	0,9129	0,9742	0,9037
26-1-2002	1-2-2002	Base	0,9545	0,9236	0,9236	0,9654	0,9549	0,9125	0,8363	0,8700	0,8829	0,8597	0,9132	0,9065	0,9066	0,9509	0,8463
26-1-2002	1-2-2002	Meda	0,9580	0,9252	0,9252	0,9617	0,9423	0,9802	0,9326	0,9424	0,9897	0,9768	0,9330	0,9096	0,9098	0,9587	0,8815
26-1-2002	1-2-2002	Punta	0,9571	0,9255	0,9255	0,9578	0,9440	0,9979	0,9932	0,9969	1,0382	1,0266	0,9527	0,9109	0,9112	0,9630	0,8841
2-2-2002	8-2-2002	Base	0,9570	0,9260	0,9260	0,9666	0,9566	0,8821	0,8019	0,8359	0,8563	0,8332	0,9240	0,9082	0,9083	0,9577	0,8288
2-2-2002	8-2-2002	Meda	0,9596	0,9285	0,9285	0,9633	0,9457	0,9129	0,8198	0,8305	0,8593	0,8334	0,9464	0,9125	0,9127	0,9673	0,8600
2-2-2002	8-2-2002	Punta	0,9609	0,9276	0,9276	0,9587	0,9399	0,9747	0,9342	0,9403	1,0180	1,0197	0,9555	0,9124	0,9128	0,9865	0,8820
9-2-2002	15-2-2002	Base	0,9557	0,9251	0,9251	0,9659	0,9554	0,9221	0,8356	0,8710	0,8888	0,8607	0,9150	0,9030	0,9032	0,9526	0,8583
9-2-2002	15-2-2002	Meda	0,9571	0,9269	0,9269	0,9639	0,9568	0,9727	0,9251	0,9370	0,9683	0,9471	0,9428	0,9058	0,9059	0,9629	0,8855
9-2-2002	15-2-2002	Punta	0,9571	0,9276	0,9276	0,9612	0,9479	0,9982	1,0088	1,0144	1,0580	1,0446	0,9636	0,9106	0,9107	0,9682	0,8905
16-2-2002	22-2-2002	Base	0,9549	0,9242	0,9242	0,9658	0,9580	0,9327	0,8987	0,9381	0,9931	0,9825	0,9136	0,9010	0,9014	0,9529	0,8489
16-2-2002	22-2-2002	Meda	0,9558	0,9245	0,9245	0,9632	0,9481	0,9440	0,9258	0,9387	0,9943	0,9861	0,9455	0,9028	0,9034	0,9645	0,8607
16-2-2002	22-2-2002	Punta	0,9574	0,9267	0,9267	0,9615	0,9421	0,9701	0,9684	0,9748	1,0229	1,0118	0,9623	0,9092	0,9100	0,9706	0,8778
23-2-2002	1-3-2002	Base	0,9541	0,9235	0,9235	0,9648	0,9545	0,9564	0,9247	0,9637	1,0194	1,0093	0,9127	0,8959	0,8960	0,9494	0,8598
23-2-2002	1-3-2002	Meda	0,9550	0,9246	0,9246	0,9644	0,9478	0,9932	0,9611	0,9746	1,0327	1,0191	0,9246	0,8950	0,8951	0,9551	0,8841
23-2-2002	1-3-2002	Punta	0,9564	0,9258	0,9258	0,9570	0,9403	1,0290	1,0857	1,0919	1,1247	1,1168	0,9564	0,8952	0,8953	0,9630	0,8984
2-3-2002	8-3-2002	Base	0,9565	0,9257	0,9257	0,9665	0,9583	0,9306	0,9049	0,9423	0,9967	0,9873	0,9139	0,9086	0,9087	0,9542	0,8415
2-3-2002	8-3-2002	Meda	0,9577	0,9268	0,9268	0,9627	0,9442	0,9618	0,9531	0,9653	1,0209	1,0062	0,9209	0,9098	0,9100	0,9589	0,8663
2-3-2002	8-3-2002	Punta	0,9581	0,9258	0,9258	0,9579	0,9393	1,0287	1,0779	1,0841	1,1139	1,0989	0,9595	0,9069	0,9070	0,9663	0,8998
9-3-2002	15-3-2002	Base	0,9577	0,9268	0,9268	0,9673	0,9575	0,8739	0,7884	0,8209	0,8394	0,8125	0,9106	0,9173	0,9174	0,9553	0,8214
9-3-2002	15-3-2002	Meda	0,9598	0,9290	0,9290	0,9640	0,9549	0,9330	0,8959	0,9057	0,9617	0,9492	0,9294	0,9228	0,9228	0,9630	0,8399
9-3-2002	15-3-2002	Punta	0,9587	0,9291	0,9291	0,9608	0,9492	0,9904	0,9999	1,0038	1,0428	1,0276	0,9576	0,9214	0,9215	0,9676	0,8757
16-3-2002	22-3-2002	Base	0,9571	0,9262	0,9262	0,9673	0,9588	0,8776	0,7975	0,8328	0,8494	0,8232	0,9128	0,9143	0,9144	0,9610	0,8294
16-3-2002	22-3-2002	Meda	0,9593	0,9282	0,9282	0,9639	0,9463	0,9144	0,8856	0,8967	0,9545	0,9479	0,9188	0,9218	0,9219	0,9643	0,8416
16-3-2002	22-3-2002	Punta	0,9612	0,9296	0,9296	0,9604	0,9418	0,9445	0,9141	0,9190	0,9745	0,9580	0,9677	0,9303	0,9304	0,9768	0,8713
23-3-2002	29-3-2002	Base	0,9570	0,9260	0,9260	0,9673	0,9586	0,8790	0,7992	0,8353	0,8456	0,8353	0,9018	0,9128	0,9130	0,9531	0,8231
23-3-2002	29-3-2002	Meda	0,9593	0,9298	0,9298	0,9636	0,9433	0,9912	1,0041	1,0121	1,0319	1,0416	0,9304	0,9112	0,9113	0,9588	0,8835
23-3-2002	29-3-2002	Punta	0,9619	0,9320	0,9320	0,9595	0,9404	1,0827	1,1835	1,1848	1,1843	1,1949	0,9621	0,9174	0,9178	0,9686	0,9263
30-3-2002	5-4-2002	Base	0,9553	0,9242	0,9242	0,9667	0,9588	0,9051	0,6113	0,8474	0,8714	0,8515	0,8998	0,9052	0,9053	0,9505	0,8224
30-3-2002	5-4-2002	Meda	0,9582	0,9266	0,9266	0,9648	0,9447	0,9543	0,9192	0,9304	0,9779	0,9713	0,9149	0,9157	0,9159	0,9579	0,8437
30-3-2002	5-4-2002	Punta	0,9597	0,9286	0,9286	0,9596	0,9406	1,0611	1,1107	1,1155	1,1449	1,1373	0,9518	0,9193	0,9195	0,9674	0,9204
6-4-2002	12-4-2002	Base	0,9555	0,9245	0,9245	0,9668	0,9592	0,9390	0,8325	0,8695	0,8951	0,8827	0,9006	0,9063	0,9064	0,9507	0,8337
6-4-2002	12-4-2002	Meda	0,9593	0,9284	0,9284	0,9651	0,9547	1,0132	0,8816	0,8932	0,9591	0,9630	0,9126	0,9143	0,9144	0,9571	0,8621
6-4-2002	12-4-2002	Punta	0,9574	0,9273	0,9273	0,9603	0,9490	1,1490	1,1198	1,1245	1,1468	1,1412	0,9274	0,9121	0,9126	0,9597	0,9178

Fecha inicio	Fecha final	Bloque	Matucana	Huínco	Callahuanca	Moyopampa	Huampaní	Cahua	C.pato	Pariac	G.Ciego	Carhuaquero	Malpaso	Mantaro	Restitucion	Oroya-pacha	Yaupí
13-4-2002	19-4-2002	Base	0,9541	0,9229	0,9229	0,9667	0,9608	0,9225	0,7980	0,8287	0,8566	0,8443	0,8963	0,9017	0,9018	0,9493	0,8177
13-4-2002	19-4-2002	Media	0,9577	0,9264	0,9264	0,9638	0,9472	0,9700	0,8180	0,8238	0,8787	0,8735	0,9207	0,9140	0,9141	0,9613	0,8417
13-4-2002	19-4-2002	Punta	0,9578	0,9261	0,9281	0,9594	0,9427	1,0408	0,9134	0,9116	0,9534	0,9431	0,9577	0,9105	0,9106	0,9698	0,9002
20-4-2002	26-4-2002	Base	0,9542	0,9229	0,9229	0,9670	0,9623	0,8858	0,8129	0,8429	0,8810	0,8729	0,8971	0,9023	0,9029	0,9481	0,8178
20-4-2002	26-4-2002	Media	0,9597	0,9291	0,9291	0,9680	0,9490	0,9195	0,8346	0,8409	0,8988	0,8950	0,9284	0,9139	0,9148	0,9616	0,8532
20-4-2002	26-4-2002	Punta	0,9581	0,9254	0,9254	0,9592	0,9431	0,9692	0,9369	0,9346	0,9664	0,9564	0,9598	0,9058	0,9066	0,9675	0,8937
27-4-2002	3-5-2002	Base	0,9550	0,9237	0,9237	0,9669	0,9597	0,8683	0,7781	0,8060	0,8216	0,8172	0,9009	0,9158	0,9160	0,9480	0,8142
27-4-2002	3-5-2002	Media	0,9575	0,9264	0,9264	0,9619	0,9432	0,9831	0,9553	0,9592	0,9763	0,9628	0,9266	0,9179	0,9186	0,9569	0,8870
27-4-2002	3-5-2002	Punta	0,9582	0,9254	0,9254	0,9584	0,9438	1,0270	1,0701	1,0649	1,0548	1,0594	0,9597	0,9153	0,9159	0,9658	0,9099

Fecha inicio	Fecha final	Chlmay	Yanango	Charcani 123	Charcani 4	Charcani 5	Charcani 6	Arcota 12	Hercca	M.Picchu	S.Gaban	Trujillo	Chimbote	Tpplura	rosanu (uñ)	rosavil(BBC)
1-5-2001	4-5-2001	0,9053	0,9083	0,9724	0,9479	0,9307	0,9477	0,9605	0,8424		0,7482	0,9022	0,8984	0,8918	1,0000	1,0650
1-5-2001	4-5-2001	0,9132	0,9163	0,9762	0,9570	0,9327	0,9420	0,9746	0,6530		0,7771	1,0435	1,0382	1,0697	1,0000	1,0304
1-5-2001	4-5-2001	0,9130	0,9155	0,9992	0,9819	0,9603	0,9617	1,0028	0,8803		0,8026	1,1130	1,1040	1,1796	1,0000	1,0203
5-5-2001	11-5-2001	0,9047	0,9095	0,9615	0,9345	0,9245	0,9650	0,9486	1,0488		0,7474	0,9636	0,9566	0,9856	1,0002	1,0700
5-5-2001	11-5-2001	0,9074	0,9125	0,9754	0,9464	0,9389	0,9712	1,0051	0,9955		0,7858	1,0511	1,0313	1,1251	1,0000	1,0378
5-5-2001	11-5-2001	0,9055	0,9111	0,9333	0,9077	0,9314	0,9253	1,0024	0,9491		0,7516	1,1971	1,1735	1,2709	1,0000	1,0240
12-5-2001	18-5-2001	0,9045	0,9088	0,9129	0,8872	0,8749	0,9162	0,9058	0,9554		0,6565	1,0178	1,0109	1,0376	1,0001	1,0656
12-5-2001	18-5-2001	0,9237	0,9245	0,9071	0,8795	0,8818	0,9027	0,9372	0,9038		0,6307	1,0783	1,0595	1,1422	1,0000	1,0359
12-5-2001	18-5-2001	0,9380	0,9362	0,8999	0,8748	0,8986	0,8968	0,9525	0,8865		0,6217	1,0883	1,0688	1,1436	1,0000	1,0223
19-5-2001	25-5-2001	0,8972	0,9024	0,9068	0,8819	0,8601	0,9080	0,8940	0,8735		0,6267	1,0392	1,0308	1,0676	1,0001	1,0712
19-5-2001	25-5-2001	0,9059	0,9105	0,9056	0,8790	0,8699	0,8990	0,9315	0,8295		0,6090	1,1227	1,1115	1,2014	1,0000	1,0367
19-5-2001	25-5-2001	0,9099	0,9137	0,8733	0,8492	0,8724	0,8680	0,9271	0,8234		0,5936	1,2478	1,2164	1,3444	1,0000	1,0239
26-5-2001	1-6-2001	0,9008	0,9039	0,8731	0,8490	0,8339	0,8759	0,8490	0,8143	0,7766	0,5927	1,0218	1,0132	1,0489	1,0000	1,0688
26-5-2001	1-6-2001	0,9193	0,9196	0,8692	0,8434	0,8351	0,8631	0,8739	0,7748	0,7287	0,5818	1,1007	1,0848	1,1904	1,0000	1,0354
26-5-2001	1-6-2001	0,9328	0,9308	0,8806	0,8566	0,8810	0,8731	0,9274	0,8144	0,7570	0,6855	1,1084	1,0941	1,1909	1,0000	1,0225
2-6-2001	8-6-2001	0,9065	0,9104	0,9033	0,8791	0,8619	0,9053	0,8797	0,7787	0,6743	0,6193	1,0047	0,9969	1,0363	1,0000	1,0683
2-6-2001	8-6-2001	0,9281	0,9286	0,8888	0,8625	0,8626	0,8827	0,8996	0,7451	0,6307	0,6362	1,0548	1,0436	1,1268	1,0000	1,0343
2-6-2001	8-6-2001	0,9426	0,9398	0,8669	0,8433	0,8658	0,8593	0,9125	0,7468	0,6349	0,6670	1,1502	1,1352	1,2239	1,0000	1,0225
9-6-2001	15-6-2001	0,9084	0,9119	0,8853	0,8613	0,8484	0,8875	0,8581	0,8333	0,7912	0,6440	1,0193	1,0108	1,0724	1,0000	1,0667
9-6-2001	15-6-2001	0,9203	0,9210	0,8591	0,8341	0,8293	0,8526	0,8611	0,7782	0,7234	0,6436	1,1082	1,0957	1,1975	1,0000	1,0375
9-6-2001	15-6-2001	0,9392	0,9366	0,8500	0,8265	0,8541	0,8431	0,8917	0,8010	0,7486	0,7015	1,2439	1,2129	1,3508	1,0000	1,0218
16-6-2001	22-6-2001	0,9124	0,9157	0,9016	0,8764	0,8742	0,9047	0,8815	0,8822	0,8445	0,7449	1,0313	1,0228	1,0632	1,0001	1,0680
16-6-2001	22-6-2001	0,9286	0,9289	0,8774	0,8511	0,8570	0,8718	0,8840	0,8355	0,7904	0,7395	1,1236	1,1115	1,2123	1,0000	1,0352
16-6-2001	22-6-2001	0,9406	0,9378	0,8421	0,8220	0,8430	0,8355	0,8715	0,8190	0,7632	0,7567	1,3551	1,3109	1,4830	1,0000	1,0226
23-6-2001	29-6-2001	0,9149	0,9178	0,8799	0,8553	0,8511	0,8829	0,8539	0,8548	0,8184	0,7048	1,0145	1,0049	1,0534	1,0000	1,0706
23-6-2001	29-6-2001	0,9308	0,9318	0,8516	0,8259	0,8332	0,8463	0,8507	0,8098	0,7656	0,7107	1,1328	1,1168	1,2348	1,0000	1,0354
23-6-2001	29-6-2001	0,9427	0,9411	0,8301	0,8071	0,8408	0,6235	0,8639	0,8191	0,7642	0,7612	1,3784	1,3254	1,5340	1,0000	1,0233
30-6-2001	6-7-2001	0,9199	0,9226	0,9008	0,8758	0,8768	0,8917	0,9047	0,8406	0,7630	0,7106	0,9940	0,9863	1,0099	1,0000	1,0682
30-6-2001	6-7-2001	0,9350	0,9358	0,9120	0,8879	0,8828	0,8866	0,9258	0,8284	0,7430	0,7621	1,0961	1,0840	1,1517	1,0000	1,0347
30-6-2001	6-7-2001	0,9488	0,9466	0,8781	0,8578	0,8801	0,8518	0,9256	0,8273	0,7356	0,8062	1,2929	1,2572	1,4058	1,0000	1,0224
7-7-2001	13-7-2001	0,9248	0,9274	0,9218	0,8962	0,9025	0,9004	0,9555	0,8265	0,7077	0,7165	0,9735	0,9677	0,9665	1,0000	1,0659
7-7-2001	13-7-2001	0,9391	0,9398	0,9725	0,9498	0,9323	0,9268	1,0008	0,8470	0,7203	0,8135	1,0593	1,0512	1,0685	1,0000	1,0340
7-7-2001	13-7-2001	0,9548	0,9521	0,9261	0,9085	0,9194	0,8802	0,9873	0,8355	0,7070	0,8512	1,2073	1,1891	1,2777	1,0000	1,0214
14-7-2001	20-7-2001	0,9210	0,9242	0,9107	0,8853	0,9028	0,8900	0,9437	0,8601	0,7411	0,7810	0,9930	0,9871	0,9777	1,0000	1,0660
14-7-2001	20-7-2001	0,9378	0,9385	0,9599	0,9368	0,9283	0,9142	0,9803	0,8685	0,7401	0,6478	1,0389	1,0317	1,0311	1,0000	1,0343
14-7-2001	20-7-2001	0,9522	0,9498	0,9250	0,9073	0,9217	0,8775	0,9896	0,8463	0,7119	0,8815	1,2175	1,1804	1,2672	1,0000	1,0224
21-7-2001	27-7-2001	0,9179	0,9222	0,9131	0,8874	0,8998	0,8921	0,9248	0,8641	0,7744	0,7375	1,0091	1,0026	0,9947	1,0000	1,0651
21-7-2001	27-7-2001	0,9381	0,9391	0,9446	0,9189	0,9310	0,9035	0,9821	0,8702	0,7470	0,8437	1,0851	1,0761	1,0980	1,0001	1,0320
21-7-2001	27-7-2001	0,9550	0,9525	0,9119	0,8905	0,9245	0,8731	0,9630	0,8530	0,7237	0,8530	1,2462	1,2202	1,3076	1,0000	1,0204
28-7-2001	3-8-2001	0,9148	0,9201	0,9155	0,8896	0,8967	0,8942	0,9080	0,8681	0,7744	0,6941	1,0253	1,0182	1,0116	1,0000	1,0641
28-7-2001	3-8-2001	0,9384	0,9397	0,9293	0,9010	0,9337	0,9328	0,9839	0,8720	0,7538	0,8396	1,1313	1,1204	1,1649	1,0001	1,0298
28-7-2001	3-8-2001	0,9578	0,9553	0,8988	0,8736	0,9272	0,8686	0,9764	0,8597	0,7355	0,8445	1,2789	1,2601	1,3480	1,0000	1,0184
4-8-2001	10-8-2001	0,9156	0,9200	0,8600	0,8352	0,8634	0,8405	0,8716	0,8160	0,7598	0,7001	1,0121	1,0067	0,9947	1,0000	1,0649
4-8-2001	10-8-2001	0,9383	0,9389	0,8766	0,8501	0,8821	0,8427	0,9128	0,8121	0,7107	0,7334	1,0911	1,0827	1,0867	1,0000	1,0328
4-8-2001	10-8-2001	0,9498	0,9478	0,8839	0,8597	0,8887	0,8463	0,9213	0,8204	0,7063	0,8137	1,1943	1,1804	1,2336	1,0000	1,0219
11-8-2001	17-8-2001	0,9208	0,9255	0,9001	0,8742	0,8835	0,8791	0,8787	0,8248	0,7655	0,7018	1,0380	1,0286	1,0307	1,0000	1,0625
11-8-2001	17-8-2001	0,9431	0,9439	0,9216	0,8939	0,9066	0,8850	0,8532	0,8364	0,7309	0,7739	1,0831	1,0727	1,0857	1,0000	1,0328
11-8-2001	17-8-2001	0,9552	0,9535	0,8857	0,8811	0,9001	0,8463	0,8596	0,8254	0,7081	0,8241	1,1916	1,1746	1,2414	1,0000	1,0215
18-8-2001	24-8-2001	0,9195	0,9245	0,8974	0,8724	0,8750	0,8765	0,7798	0,8314	0,7703	0,7239	1,0220	1,0135	1,0102	1,0000	1,0628
18-8-2001	24-8-2001	0,9435	0,9444	0,9275	0,9000	0,9111	0,8901	0,9062	0,8532	0,7438	0,8009	1,0807	1,0694	1,0913	1,0000	1,0332
18-8-2001	24-8-2001	0,9559	0,9541	0,8889	0,8643	0,9047	0,8512	0,9073	0,8392	0,7209	0,8460	1,1749	1,1596	1,2084	1,0000	1,0212

Fecha inicio	Fecha final	Chimay	Yanango	Charcani 123	Charcani 4	Charcani 5	Charcani 6	Aricota 12	Hercra	M.Picchu	S.Gaban	Trujillo	Chimbote	Tqplura	rosanu (uti)	rosavi(BBC)
25-8-2001	31-8-2001	0,9183	0,9235	0,8947	0,8706	0,8664	0,8738	0,8809	0,8379	0,7752	0,7459	1,0080	0,9985	0,9898	1,0000	1,0632
25-8-2001	31-8-2001	0,9439	0,9448	0,9333	0,9062	0,9157	0,8952	0,9591	0,8700	0,7567	0,8279	1,0784	1,0662	1,0970	1,0000	1,0336
25-8-2001	31-8-2001	0,9567	0,9548	0,8921	0,8675	0,9093	0,8540	0,9549	0,8530	0,7337	0,8678	1,1582	1,1446	1,1754	1,0000	1,0209
1-9-2001	7-9-2001	0,9208	0,9256	0,8928	0,8685	0,8643	0,8719	0,8796	0,8105	0,7257	0,7433	1,0017	0,9952	0,9855	1,0000	1,0634
1-9-2001	7-9-2001	0,9444	0,9450	0,9168	0,8902	0,8951	0,8802	0,9351	0,8229	0,7089	0,8055	1,0776	1,0670	1,0669	1,0000	1,0344
1-9-2001	7-9-2001	0,9571	0,9552	0,8818	0,8575	0,8948	0,8440	0,9407	0,8096	0,6839	0,8312	1,1484	1,1364	1,1539	1,0000	1,0214
8-9-2001	14-9-2001	0,9233	0,9277	0,8909	0,8663	0,8622	0,8700	0,8783	0,7832	0,6762	0,7406	0,9973	0,9919	0,9811	1,0000	1,0635
8-9-2001	14-9-2001	0,9448	0,9453	0,9003	0,8742	0,8746	0,8652	0,9111	0,7759	0,6610	0,7831	1,0789	1,0679	1,0768	1,0000	1,0352
8-9-2001	14-9-2001	0,9575	0,9556	0,8715	0,8474	0,8804	0,8341	0,9265	0,7862	0,6341	0,7948	1,1386	1,1283	1,1324	1,0000	1,0219
15-9-2001	21-9-2001	0,9199	0,9251	0,9212	0,8959	0,8910	0,8996	0,9215	0,8087	0,8971	0,7667	0,9500	0,9456	0,9415	1,0000	1,0633
15-9-2001	21-9-2001	0,9430	0,9442	0,9479	0,9203	0,9214	0,9089	0,9774	0,8415	0,7355	0,8402	1,0028	1,0010	0,9855	1,0000	1,0349
15-9-2001	21-9-2001	0,9553	0,9537	0,9046	0,8808	0,9100	0,8666	0,9666	0,7961	0,6578	0,8332	1,0943	1,0894	1,0799	1,0000	1,0219
22-9-2001	28-9-2001	0,9153	0,9214	0,9272	0,9112	0,8943	0,9142	0,9117	0,8323	0,7411	0,7896	0,9486	0,9440	0,9406	1,0000	1,0638
22-9-2001	28-9-2001	0,9384	0,9389	0,9789	0,9625	0,9221	0,9494	0,9520	0,8253	0,7087	0,8290	1,0152	1,0091	1,0145	1,0000	1,0359
22-9-2001	28-9-2001	0,9485	0,9486	0,9480	0,9334	0,9340	0,9183	0,9627	0,8673	0,7818	0,8703	1,1144	1,1057	1,1154	1,0000	1,0220
29-9-2001	5-10-2001	0,9185	0,9246	0,9181	0,9025	0,8820	0,9052	0,8969	0,8088	0,7086	0,7538	0,9498	0,9455	0,9368	1,0000	1,0647
29-9-2001	5-10-2001	0,9433	0,9452	0,9725	0,9581	0,9147	0,9430	0,9385	0,8158	0,7004	0,8080	1,0140	1,0097	1,0077	1,0000	1,0363
29-9-2001	5-10-2001	0,9519	0,9518	0,9446	0,9303	0,9249	0,9151	0,9522	0,8099	0,6805	0,8519	1,1113	1,1033	1,1089	1,0000	1,0226
6-10-2001	12-10-2001	0,9245	0,9290	0,9200	0,9031	0,8692	0,9050	0,8791	0,7961	0,6970	0,7440	0,9503	0,9462	0,9389	1,0000	1,0639
6-10-2001	12-10-2001	0,9360	0,9386	0,9614	0,9433	0,9124	0,9307	0,9385	0,8174	0,7063	0,8069	1,0122	1,0080	1,0032	1,0000	1,0353
6-10-2001	12-10-2001	0,9548	0,9539	0,9533	0,9372	0,9405	0,9217	0,9718	0,8234	0,6916	0,8874	1,1226	1,1138	1,1199	1,0000	1,0220
13-10-2001	19-10-2001	0,9293	0,9326	0,9083	0,8887	0,8637	0,8907	0,8840	0,7903	0,6917	0,7390	0,9714	0,9680	0,9647	1,0000	1,0627
13-10-2001	19-10-2001	0,9295	0,9325	0,9557	0,9385	0,8999	0,9257	0,9353	0,8172	0,7209	0,7842	1,0244	1,0177	1,0269	1,0000	1,0364
13-10-2001	19-10-2001	0,9526	0,9516	0,9393	0,9234	0,9238	0,9077	0,9624	0,8067	0,6775	0,8473	1,1631	1,1513	1,1751	1,0000	1,0223
20-10-2001	26-10-2001	0,9201	0,9238	0,9047	0,8846	0,8584	0,8883	0,8736	0,7839	0,6869	0,7182	0,9962	0,9891	1,0001	1,0000	1,0642
20-10-2001	26-10-2001	0,9292	0,9311	0,9302	0,9135	0,8726	0,9010	0,8970	0,7844	0,6897	0,7355	1,1057	1,0962	1,1194	1,0000	1,0351
20-10-2001	26-10-2001	0,9409	0,9396	0,8699	0,8556	0,8462	0,8407	0,8683	0,7284	0,6119	0,7155	1,2498	1,2377	1,2659	1,0000	1,0247
27-10-2001	2-11-2001	0,9173	0,9220	0,9022	0,8816	0,8723	0,8842	0,8885	0,7889	0,6875	0,7359	0,9662	0,9610	0,9760	1,0000	1,0638
27-10-2001	2-11-2001	0,9289	0,9314	0,9252	0,9076	0,8825	0,8962	0,9067	0,7959	0,6975	0,7698	1,0549	1,0485	1,0655	1,0000	1,0330
27-10-2001	2-11-2001	0,9474	0,9463	0,9316	0,9164	0,9002	0,9003	0,9255	0,7981	0,6827	0,8158	1,1433	1,1358	1,1577	1,0000	1,0215
3-11-2001	9-11-2001	0,9138	0,9189	0,9037	0,8825	0,8716	0,8858	0,8896	0,8029	0,7095	0,7201	0,9337	0,9270	0,9414	1,0000	1,0671
3-11-2001	9-11-2001	0,9288	0,9318	0,9314	0,9140	0,8967	0,9025	0,9167	0,7781	0,7111	0,7475	0,9993	0,9944	1,0066	1,0000	1,0342
3-11-2001	9-11-2001	0,9477	0,9467	0,9287	0,9134	0,8989	0,8975	0,9231	0,8222	0,7188	0,8129	1,0978	1,0891	1,1251	1,0000	1,0222
10-11-2001	16-11-2001	0,9148	0,9195	0,8811	0,8607	0,8462	0,8636	0,8628	0,7734	0,6793	0,6760	0,9592	0,9523	0,9645	1,0000	1,0650
10-11-2001	16-11-2001	0,9243	0,9286	0,9501	0,9325	0,9148	0,9207	0,9414	0,8599	0,8181	0,7842	1,0269	1,0206	1,0257	1,0000	1,0337
10-11-2001	16-11-2001	0,9401	0,9403	0,9071	0,8924	0,8758	0,8808	0,9067	0,7773	0,6788	0,6956	1,1994	1,1796	1,2905	1,0000	1,0217
17-11-2001	23-11-2001	0,9148	0,9195	0,9031	0,8821	0,8677	0,8852	0,8851	0,7925	0,6962	0,6887	0,9387	0,9317	0,9556	1,0000	1,0649
17-11-2001	23-11-2001	0,9247	0,9285	0,9272	0,9100	0,8967	0,8985	0,9204	0,7579	0,6980	0,7135	1,0003	0,9942	1,0183	1,0000	1,0345
17-11-2001	23-11-2001	0,9401	0,9399	0,9057	0,8909	0,8750	0,8752	0,9057	0,7721	0,6719	0,6867	1,0959	1,0828	1,1743	1,0000	1,0216
24-11-2001	30-11-2001	0,9051	0,9108	0,8857	0,8648	0,8558	0,8681	0,8710	0,7809	0,6857	0,6810	0,9679	0,9574	1,0138	1,0000	1,0659
24-11-2001	30-11-2001	0,9147	0,9202	0,8873	0,8708	0,8525	0,8598	0,8808	0,7989	0,7353	0,6801	1,0420	1,0330	1,0975	1,0000	1,0378
24-11-2001	30-11-2001	0,9388	0,9381	0,9068	0,8920	0,8783	0,8764	0,9087	0,7895	0,6632	0,6837	1,1042	1,0908	1,1969	1,0000	1,0213
1-12-2001	7-12-2001	0,9152	0,9207	0,9587	0,9365	0,9213	0,9398	0,9447	0,8370	0,7267	0,7390	0,8783	0,8749	0,8652	1,0000	1,0659
1-12-2001	7-12-2001	0,9276	0,9308	0,9755	0,9579	0,9302	0,9482	0,9730	0,8275	0,7192	0,7293	0,8958	0,8970	0,8709	1,0000	1,0363
1-12-2001	7-12-2001	0,9506	0,9491	0,9831	0,9676	0,9424	0,9506	0,9669	0,8210	0,7006	0,7320	0,9583	0,9568	0,9519	1,0000	1,0215
8-12-2001	14-12-2001	0,9110	0,9169	0,9721	0,9461	0,9206	0,9478	0,9454	0,8410	0,7318	0,7399	0,8862	0,8821	0,8770	1,0000	1,0670
8-12-2001	14-12-2001	0,9261	0,9296	0,9809	0,9614	0,9317	0,9464	0,9738	0,8284	0,7208	0,7307	0,9551	0,9560	0,9295	1,0000	1,0335
8-12-2001	14-12-2001	0,9449	0,9441	0,9835	0,9666	0,9374	0,9464	0,9819	0,8183	0,6986	0,7311	1,0338	1,0273	1,0849	1,0000	1,0204
15-12-2001	21-12-2001	0,8997	0,9023	0,8912	0,8689	0,8474	0,8691	0,8591	0,7674	0,6660	0,6728	0,9644	0,9582	0,9707	1,0000	1,0680
15-12-2001	21-12-2001	0,9136	0,9141	0,9219	0,9036	0,8726	0,8894	0,9006	0,7807	0,6821	0,6949	1,0460	1,0354	1,1162	1,0000	1,0350
15-12-2001	21-12-2001	0,9373	0,9331	0,9547	0,9380	0,9086	0,9186	0,9429	0,8045	0,6912	0,7408	1,0531	1,0448	1,1277	1,0000	1,0214

Fecha inicio	Fecha final	Chimay	Yanango	Charcani 123	Charcani 4	Charcani 5	Charcani 8	Aricota 12	Hercca	M.Picchu	S.Gaban	Trujillo	Chimbote	Tgplura	rosanu (uti)	rosavi(BBC)
22-12-2001	28-12-2001	0,9050	0,9081	0,9676	0,9434	0,9267	0,9431	0,9558	0,8371	0,7247	0,7427	0,9229	0,9194	0,9114	1,0000	1,0647
22-12-2001	28-12-2001	0,9160	0,9180	0,9697	0,9500	0,9356	0,9361	0,9745	0,8623	0,7663	0,7966	1,0823	1,0725	1,1378	1,0000	1,0292
22-12-2001	28-12-2001	0,9187	0,9196	0,9848	0,9677	0,9524	0,9480	0,9945	0,8761	0,7818	0,8152	1,1764	1,1644	1,2580	1,0000	1,0194
29-12-2001	4-1-2002	0,9053	0,9083	0,9724	0,9479	0,9307	0,9477	0,9605	0,8424	0,7297	0,7482	0,9022	0,8984	0,8918	1,0000	1,0650
29-12-2001	4-1-2002	0,9132	0,9163	0,9762	0,9570	0,9327	0,9420	0,9746	0,8530	0,7571	0,7771	1,0435	1,0382	1,0697	1,0000	1,0304
29-12-2001	4-1-2002	0,9130	0,9155	0,9992	0,9819	0,9603	0,9617	1,0028	0,6803	0,7857	0,8026	1,1130	1,1040	1,1796	1,0000	1,0203
5-1-2002	11-1-2002	0,9024	0,9068	0,8727	0,8524	0,8425	0,8554	0,8547	0,7579	0,6559	0,6869	0,9388	0,9341	0,9319	1,0000	1,0669
5-1-2002	11-1-2002	0,9099	0,9136	0,9019	0,8853	0,8648	0,8739	0,8925	0,7911	0,7070	0,7033	1,0238	1,0130	1,0966	1,0000	1,0359
5-1-2002	11-1-2002	0,9351	0,9343	0,9452	0,9300	0,9122	0,9134	0,9475	0,7981	0,6867	0,7070	1,0303	1,0218	1,1044	1,0000	1,0219
12-1-2002	18-1-2002	0,9307	0,9328	0,9133	0,8922	0,8636	0,8951	0,8898	0,7868	0,6832	0,7011	0,8843	0,8804	0,8748	1,0000	1,0642
12-1-2002	18-1-2002	0,9315	0,9336	0,9162	0,8994	0,8715	0,8919	0,8918	0,7650	0,6801	0,7013	0,9335	0,9350	0,9061	1,0000	1,0355
12-1-2002	18-1-2002	0,9372	0,9386	0,9251	0,9100	0,8874	0,8943	0,9101	0,7768	0,6729	0,7029	1,0259	1,0180	1,0973	1,0000	1,0218
19-1-2002	25-1-2002	0,9240	0,9263	0,9264	0,9044	0,9104	0,9080	0,9044	0,8115	0,7037	0,7299	0,9066	0,9032	0,9057	1,0000	1,0650
19-1-2002	25-1-2002	0,9342	0,9359	0,9381	0,9211	0,9078	0,9084	0,9213	0,7906	0,6819	0,7123	0,9099	0,9103	0,8849	1,0000	1,0355
19-1-2002	25-1-2002	0,9355	0,9363	0,9506	0,9351	0,9175	0,9183	0,9356	0,7995	0,6861	0,7351	1,0282	1,0185	1,1053	1,0000	1,0219
26-1-2002	1-2-2002	0,9060	0,9123	0,9251	0,9038	0,9114	0,9078	0,9076	0,8102	0,6995	0,7311	0,9201	0,9144	0,9176	1,0000	1,0653
26-1-2002	1-2-2002	0,9088	0,9151	0,9504	0,9358	0,9072	0,9229	0,9204	0,7906	0,6868	0,7111	1,0208	1,0114	1,0779	1,0000	1,0362
26-1-2002	1-2-2002	0,9068	0,9138	0,9675	0,9537	0,9312	0,9371	0,9523	0,8142	0,7033	0,7346	1,0691	1,0591	1,1517	1,0000	1,0228
2-2-2002	8-2-2002	0,9312	0,9320	0,9176	0,8965	0,9030	0,9004	0,8937	0,8023	0,6929	0,7212	0,8877	0,8813	0,8864	1,0000	1,0654
2-2-2002	8-2-2002	0,9400	0,9402	0,9536	0,9380	0,9098	0,9247	0,9234	0,7887	0,6812	0,7085	0,8999	0,8989	0,8813	1,0000	1,0367
2-2-2002	8-2-2002	0,9301	0,9319	0,9498	0,9364	0,9133	0,9204	0,9287	0,7897	0,6777	0,7096	1,0362	1,0222	1,1313	1,0000	1,0222
9-2-2002	15-2-2002	0,9263	0,9250	0,8947	0,8750	0,8542	0,8778	0,6769	0,7593	0,6568	0,6698	0,9234	0,9177	0,9164	1,0000	1,0645
9-2-2002	15-2-2002	0,9279	0,9268	0,9172	0,9023	0,8569	0,8895	0,8005	0,7711	0,6852	0,6805	1,0029	0,9973	1,0216	1,0000	1,0389
9-2-2002	15-2-2002	0,9290	0,9281	0,9670	0,9547	0,9112	0,9372	0,8466	0,7947	0,6838	0,7136	1,0839	1,0728	1,1697	1,0000	1,0227
16-2-2002	22-2-2002	0,9237	0,9215	0,8639	0,8425	0,8262	0,8472	0,6556	0,7377	0,6377	0,6557	1,0039	0,9851	1,0930	1,0000	1,0659
16-2-2002	22-2-2002	0,9246	0,9226	0,8621	0,8405	0,8294	0,8240	0,7566	0,7249	0,6254	0,6445	1,0139	1,0007	1,0993	1,0000	1,0381
16-2-2002	22-2-2002	0,9272	0,9253	0,9200	0,9003	0,8928	0,8832	0,8411	0,7909	0,6931	0,7021	1,0468	1,0354	1,1365	1,0000	1,0241
23-2-2002	1-3-2002	0,9215	0,9193	0,8401	0,8186	0,8058	0,8202	0,6425	0,7186	0,6188	0,6374	1,0309	1,0121	1,1165	1,0000	1,0645
23-2-2002	1-3-2002	0,9253	0,9236	0,8403	0,8153	0,8060	0,8114	0,7447	0,7069	0,6091	0,6313	1,0549	1,0419	1,1447	1,0000	1,0377
23-2-2002	1-3-2002	0,9208	0,9190	0,8631	0,8398	0,8365	0,8261	0,8016	0,7473	0,6510	0,6858	1,1505	1,1377	1,2427	1,0000	1,0239
2-3-2002	8-3-2002	0,9238	0,9224	0,9135	0,8887	0,8758	0,8922	0,7104	0,7839	0,6758	0,6984	1,0075	0,9888	1,0943	1,0000	1,0654
2-3-2002	8-3-2002	0,9278	0,9258	0,9199	0,8932	0,8828	0,8885	0,8286	0,8000	0,7096	0,7132	1,0383	1,0251	1,1236	1,0000	1,0375
2-3-2002	8-3-2002	0,9252	0,9235	0,9042	0,8798	0,8760	0,8655	0,8462	0,7910	0,7008	0,7068	1,1412	1,1293	1,2334	1,0000	1,0234
9-3-2002	15-3-2002	0,9301	0,9280	0,8472	0,8239	0,8184	0,8273	0,8421	0,7259	0,6251	0,6476	0,8722	0,8667	0,8670	1,0000	1,0663
9-3-2002	15-3-2002	0,9328	0,9308	0,8769	0,8508	0,8506	0,8404	0,9037	0,7482	0,6474	0,6719	0,9828	0,9711	1,0607	1,0000	1,0370
9-3-2002	15-3-2002	0,9317	0,9298	0,8771	0,8529	0,8598	0,8387	0,9165	0,7511	0,6444	0,6809	1,0690	1,0585	1,1534	1,0000	1,0225
16-3-2002	22-3-2002	0,9255	0,9242	0,8334	0,8100	0,8141	0,8139	0,8370	0,7168	0,6169	0,6437	0,8817	0,8757	0,8798	1,0000	1,0680
16-3-2002	22-3-2002	0,9292	0,9280	0,8406	0,8154	0,8238	0,8059	0,6688	0,7094	0,6065	0,6443	0,9756	0,9628	1,0585	1,0000	1,0378
16-3-2002	22-3-2002	0,9327	0,9316	0,8763	0,8525	0,8636	0,8380	0,9231	0,7463	0,6434	0,6780	0,9996	0,9895	1,0640	1,0000	1,0228
23-3-2002	29-3-2002	0,9268	0,9264	0,9271	0,9015	0,9041	0,9055	0,9579	0,8006	0,6913	0,7207	0,8879	0,8804	0,9055	1,0000	1,0685
23-3-2002	29-3-2002	0,9291	0,9271	0,9162	0,8892	0,9067	0,8780	0,9616	0,8215	0,7276	0,7782	1,0727	1,0619	1,1462	1,0000	1,0341
23-3-2002	29-3-2002	0,9317	0,9298	0,9084	0,8834	0,9096	0,8688	0,9697	0,8169	0,7218	0,7746	1,2314	1,2187	1,3066	1,0000	1,0213
30-3-2002	5-4-2002	0,9250	0,9229	0,8850	0,8606	0,8715	0,8645	0,8920	0,7994	0,6917	0,8017	0,9027	0,8940	0,9226	1,0000	1,0712
30-3-2002	5-4-2002	0,9297	0,9277	0,9138	0,8866	0,9099	0,8769	0,9568	0,8249	0,7152	0,8378	1,0037	0,9916	1,0827	1,0000	1,0382
30-3-2002	5-4-2002	0,9318	0,9300	0,9072	0,8822	0,9080	0,8679	0,9561	0,8255	0,7257	0,8270	1,1758	1,1624	1,2587	1,0000	1,0231
6-4-2002	12-4-2002	0,9252	0,9231	0,8919	0,8672	0,8748	0,8712	0,8942	0,8062	0,7008	0,8072	0,9276	0,9170	0,9664	1,0003	1,0719
6-4-2002	12-4-2002	0,9294	0,9274	0,9268	0,9029	0,9109	0,8864	0,9570	0,8242	0,7134	0,8389	0,9876	0,9743	1,0692	1,0000	1,0391
6-4-2002	12-4-2002	0,9291	0,9281	0,9199	0,8963	0,9089	0,8794	0,9583	0,6204	0,7131	0,8359	1,1866	1,1745	1,2638	1,0000	1,0245

Fecha inicio	Fecha final	Chimay	Yanango	Charcani 123	Charcani 4	Charcani 5	Charcani 6	Aricota 12	Hercca	M.Picchu	S.Gaban	Trujillo	Chimbote	Tgpiura	rosanu (uti)	rosavi(BBC)
13-4-2002	19-4-2002	0,9240	0,9231	0,8471	0,8233	0,8412	0,8275	0,8634	0,7388	0,6333	0,6655	0,8901	0,8819	0,9168	1,0004	1,0758
13-4-2002	19-4-2002	0,9318	0,9323	0,8915	0,8849	0,8888	0,8818	0,9380	0,7810	0,6787	0,7228	0,9122	0,9047	0,9534	1,0000	1,0410
13-4-2002	19-4-2002	0,9296	0,9291	0,8750	0,8507	0,8822	0,8382	0,9313	0,7747	0,6799	0,7032	0,9939	0,9893	1,0171	1,0000	1,0262
20-4-2002	26-4-2002	0,9226	0,9205	0,8510	0,8270	0,8434	0,8312	0,8637	0,7407	0,6377	0,8684	0,9091	0,8978	0,9622	1,0004	1,0763
20-4-2002	26-4-2002	0,9309	0,9299	0,8921	0,8655	0,8905	0,8562	0,9385	0,7883	0,6915	0,7232	0,9313	0,9228	0,9791	1,0000	1,0393
20-4-2002	26-4-2002	0,9261	0,9245	0,8678	0,8437	0,8747	0,8304	0,9240	0,7826	0,6637	0,8957	1,0069	1,0023	1,0308	1,0000	1,0270
27-4-2002	3-5-2002	0,9047	0,9079	0,9287	0,9027	0,9189	0,9072	0,9582	0,8138	0,7019	0,7391	0,8653	0,8588	0,8846	1,0000	1,0725
27-4-2002	3-5-2002	0,9105	0,9143	0,9117	0,8838	0,9151	0,8736	0,9673	0,8045	0,7001	0,7489	1,0245	1,0180	1,0629	1,0000	1,0344
27-4-2002	3-5-2002	0,9088	0,9131	0,9094	0,8844	0,9218	0,8700	0,9781	0,8177	0,7185	0,7838	1,1103	1,1055	1,1307	1,0000	1,0243

Fecha inicio	Fecha final	Piu D2	Chiclayo D2	Sullana	Pai ta	Tgvent 1	Tgvent 2	Tgvent 3	Tgvent 4	TG-West	TG aguatia 1	TG aguatia 2	TG malacas	TG4 malacas	TV Trupal	Shougesa
1-5-2001	4-5-2001	0,9125	0,8789	0,8731	0,8573	0,9976	0,9976	0,9976	0,9976	1,0000	0,9075	0,9075	0,8442	0,8362	0,9062	1,0159
1-5-2001	4-5-2001	1,0871	1,0330	1,0758	1,0539	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	1,0000	1,0658	1,0858	1,0430	1,0422	1,0468	1,0208
1-5-2001	4-5-2001	1,2008	1,1148	1,1806	1,1553	1,0006	1,0006	1,0006	1,0006	1,0000	1,0966	1,0966	1,1455	1,1454	1,1165	1,0198
5-5-2001	11-5-2001	1,0074	0,9577	0,9704	0,9524	0,9981	0,9981	0,9981	0,9981	1,0000	0,9518	0,9518	0,9491	0,9436	0,9681	1,0582
5-5-2001	11-5-2001	1,1464	1,0801	1,1327	1,1056	0,9988	0,9988	0,9988	0,9988	1,0000	1,0121	1,0121	1,1017	1,1025	1,0549	1,0617
5-5-2001	11-5-2001	1,2943	1,2078	1,2990	1,2621	1,0007	1,0007	1,0007	1,0007	1,0000	1,0669	1,0669	1,2361	1,2532	1,2013	1,0537
12-5-2001	18-5-2001	1,0597	1,0094	1,0219	1,0039	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	0,9997	1,0469	1,0469	1,0014	0,9958	1,0221	1,0215
12-5-2001	18-5-2001	1,1814	1,0849	1,1517	1,1267	0,9996	0,9996	0,9996	0,9996	1,0000	1,0576	1,0576	1,1225	1,1249	1,0820	1,0263
12-5-2001	18-5-2001	1,1630	1,0958	1,1709	1,1402	0,9994	0,9994	0,9994	0,9994	1,0000	1,0616	1,0616	1,1154	1,1331	1,0919	1,0174
19-5-2001	25-5-2001	1,0911	1,0353	1,0515	1,0320	0,9994	0,9994	0,9994	0,9994	1,0000	1,0263	1,0263	1,0298	1,0242	1,0440	1,0600
19-5-2001	25-5-2001	1,2229	1,1346	1,2103	1,1823	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	1,0000	1,0495	1,0495	1,1822	1,1803	1,1267	1,0586
19-5-2001	25-5-2001	1,3685	1,2875	1,3635	1,3282	1,0013	1,0013	1,0013	1,0013	1,0000	1,0898	1,0898	1,3244	1,3210	1,2521	1,0549
26-5-2001	1-6-2001	1,0715	1,0188	1,0335	1,0151	0,9988	0,9988	0,9988	0,9988	1,0000	1,0038	1,0038	1,0128	1,0073	1,0264	1,0556
26-5-2001	1-6-2001	1,2118	1,1258	1,1988	1,1717	0,9994	0,9994	0,9994	0,9994	1,0000	1,0338	1,0338	1,1715	1,1893	1,1045	1,0545
28-5-2001	1-8-2001	1,2114	1,1267	1,2073	1,1781	0,9994	0,9994	0,9994	0,9994	1,0000	1,0385	1,0385	1,1761	1,1731	1,1122	1,0520
2-8-2001	8-6-2001	1,0604	0,9993	1,0153	0,9966	0,9986	0,9986	0,9986	0,9986	1,0000	1,0084	1,0064	0,9925	0,9869	1,0092	1,0606
2-8-2001	8-6-2001	1,1464	1,0670	1,1360	1,1104	0,9987	0,9987	0,9987	0,9987	1,0000	1,0172	1,0172	1,1064	1,1087	1,0585	1,0526
2-8-2001	8-6-2001	1,2452	1,1897	1,2526	1,2185	1,0001	1,0001	1,0001	1,0001	1,0000	1,0541	1,0541	1,1924	1,2108	1,1541	1,0525
9-8-2001	15-8-2001	1,1037	1,0159	1,0430	1,0187	0,9990	0,9990	0,9990	0,9990	1,0000	1,0058	1,0058	1,0078	1,0025	1,0239	1,0542
9-8-2001	15-8-2001	1,2219	1,1201	1,2009	1,1702	0,9997	0,9997	0,9997	0,9997	1,0000	1,0275	1,0275	1,1640	1,1830	1,1120	1,0543
9-8-2001	15-8-2001	1,3780	1,2604	1,3644	1,3264	1,0017	1,0017	1,0017	1,0017	1,0000	1,1117	1,1117	1,3104	1,3146	1,2479	1,0511
16-8-2001	22-8-2001	1,0873	1,0277	1,0447	1,0252	0,9986	0,9986	0,9986	0,9986	1,0000	0,9560	0,9560	1,0217	1,0181	1,0359	1,0531
16-8-2001	22-8-2001	1,2368	1,1350	1,2140	1,1843	0,9997	0,9997	0,9997	0,9997	1,0000	0,9958	0,9958	1,1787	1,1768	1,1274	1,0563
16-8-2001	22-8-2001	1,5123	1,3875	1,4993	1,4581	1,0028	1,0028	1,0028	1,0028	1,0000	1,1148	1,1146	1,4400	1,4455	1,3595	1,0523
23-8-2001	29-8-2001	1,0788	1,0145	1,0352	1,0142	0,9979	0,9979	0,9979	0,9979	1,0000	0,8995	0,8995	1,0107	1,0050	1,0191	1,0602
23-8-2001	29-8-2001	1,2807	1,1553	1,2378	1,2060	0,9993	0,9993	0,9993	0,9993	1,0000	0,9630	0,9630	1,2000	1,1968	1,1368	1,0605
23-8-2001	29-8-2001	1,5872	1,4219	1,5471	1,5018	1,0023	1,0023	1,0023	1,0023	1,0000	1,0640	1,0640	1,4849	1,4871	1,3829	1,0625
30-8-2001	6-7-2001	1,0336	0,9862	0,9917	0,9725	0,9976	0,9976	0,9976	0,9976	1,0000	0,8698	0,8698	0,9627	0,9559	0,9985	1,0567
30-8-2001	6-7-2001	1,1753	1,1050	1,1541	1,1253	0,9988	0,9988	0,9988	0,9988	1,0000	0,9154	0,9154	1,1068	1,1004	1,0999	1,0570
30-8-2001	6-7-2001	1,4345	1,3276	1,4177	1,3789	1,0011	1,0011	1,0011	1,0011	1,0000	0,9862	0,9862	1,3574	1,3557	1,2971	1,0508
7-7-2001	13-7-2001	0,9885	0,9580	0,9481	0,9308	0,9973	0,9973	0,9973	0,9973	1,0000	0,8401	0,8401	0,9147	0,9069	0,9779	1,0533
7-7-2001	13-7-2001	1,0900	1,0548	1,0707	1,0446	0,9982	0,9982	0,9982	0,9982	1,0000	0,8878	0,8878	1,0135	1,0040	1,0630	1,0535
7-7-2001	13-7-2001	1,3018	1,2332	1,2882	1,2580	0,9998	0,9998	0,9998	0,9998	1,0000	0,9084	0,9084	1,2298	1,2243	1,2113	1,0392
14-7-2001	20-7-2001	1,0002	0,9781	0,9583	0,9409	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	1,0000	0,8437	0,8437	0,9195	0,9124	0,9975	1,0533
14-7-2001	20-7-2001	1,0507	1,0304	1,0368	1,0120	0,9977	0,9977	0,9977	0,9977	1,0000	0,8581	0,8581	0,9800	0,9703	1,0426	1,0537
14-7-2001	20-7-2001	1,2895	1,2420	1,2825	1,2518	0,9996	0,9996	0,9996	0,9996	1,0000	0,9011	0,9011	1,2234	1,2188	1,2215	1,0487
21-7-2001	27-7-2001	1,0174	0,9925	0,9753	0,9576	0,9980	0,9980	0,9980	0,9980	1,0000	0,8599	0,8599	0,9370	0,9295	1,0136	1,0542
21-7-2001	27-7-2001	1,1180	1,0844	1,1033	1,0781	0,9989	0,9989	0,9989	0,9989	0,9999	0,9113	0,9113	1,0514	1,0438	1,0888	1,0468
21-7-2001	27-7-2001	1,3287	1,2772	1,3234	1,2941	1,0008	1,0008	1,0008	1,0008	1,0000	0,9497	0,9497	1,2718	1,2674	1,2521	1,0475
28-7-2001	3-8-2001	1,0346	1,0088	0,9923	0,9744	0,9985	0,9985	0,9985	0,9985	1,0000	0,8780	0,8760	0,9545	0,9466	1,0298	1,0550
28-7-2001	3-8-2001	1,1853	1,1384	1,1898	1,1443	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9999	0,9645	0,9645	1,1227	1,1174	1,1349	1,0400
28-7-2001	3-8-2001	1,3678	1,3124	1,3643	1,3384	1,0020	1,0020	1,0020	1,0020	1,0000	0,9984	0,9984	1,3203	1,3159	1,2827	1,0463
4-8-2001	10-8-2001	1,0177	0,9929	0,9747	0,9569	0,9984	0,9984	0,9984	0,9984	1,0000	0,8752	0,8752	0,9351	0,9280	1,0167	1,0184
4-8-2001	10-8-2001	1,1090	1,0842	1,0879	1,0607	0,9983	0,9983	0,9983	0,9983	1,0000	0,9000	0,9000	1,0209	1,0107	1,0950	1,0209
4-8-2001	10-8-2001	1,2556	1,2100	1,2478	1,2177	1,0008	1,0008	1,0008	1,0008	1,0000	0,9360	0,9360	1,1886	1,1841	1,1983	1,0233
11-8-2001	17-8-2001	1,0529	1,0298	1,0120	0,9949	0,9984	0,9984	0,9984	0,9984	1,0000	0,8768	0,8766	0,9759	0,9688	1,0425	1,0521
11-8-2001	17-8-2001	1,1065	1,0844	1,0878	1,0623	0,9987	0,9987	0,9987	0,9987	1,0000	0,8894	0,8894	1,0281	1,0160	1,0867	1,0515
11-8-2001	17-8-2001	1,2635	1,2153	1,2513	1,2221	1,0001	1,0001	1,0001	1,0001	1,0000	0,9264	0,9264	1,1922	1,1865	1,1954	1,0577
18-8-2001	24-8-2001	1,0317	1,0114	0,9922	0,9780	0,9983	0,9983	0,9983	0,9983	1,0000	0,8751	0,8751	0,9573	0,9495	1,0265	1,0526
18-8-2001	24-8-2001	1,1120	1,0860	1,0943	1,0687	0,9987	0,9987	0,9987	0,9987	1,0000	0,8920	0,8920	1,0348	1,0251	1,0844	1,0522
18-8-2001	24-8-2001	1,2294	1,1930	1,2180	1,1903	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9285	0,9285	1,1578	1,1504	1,1786	1,0545

Fecha inicio	Fecha final	Piur D2	Chiclayo D2	Sullana	Paíta	Tqvent 1	Tqvent 2	Tqvent 3	Tqvent 4	TG-West	TG aguatia 1	TG aguatia 2	TG malacas	TG4 malacas	TV Trupal	Shougesa
25-8-2001	31-8-2001	1,0104	0,9929	0,9724	0,9570	0,9981	0,9981	0,9981	0,9981	1,0000	0,8737	0,8737	0,9387	0,9302	1,0105	1,0532
25-8-2001	31-8-2001	1,1178	1,0875	1,1009	1,0750	0,9987	0,9987	0,9987	0,9987	1,0000	0,8946	0,8946	1,0434	1,0341	1,0820	1,0529
25-8-2001	31-8-2001	1,1953	1,1708	1,1847	1,1584	0,9998	0,9998	0,9998	0,9998	1,0000	0,9307	0,9307	1,1233	1,1143	1,1619	1,0512
1-9-2001	7-9-2001	1,0066	0,9869	0,9665	0,9509	0,9981	0,9981	0,9981	0,9981	1,0000	0,8738	0,8738	0,9320	0,9231	1,0061	1,0521
1-9-2001	7-9-2001	1,1071	1,0825	1,0902	1,0651	0,9988	0,9988	0,9988	0,9988	1,0000	0,8967	0,8967	1,0321	1,0225	1,0813	1,0543
1-9-2001	7-9-2001	1,1737	1,1552	1,1617	1,1363	0,9997	0,9997	0,9997	0,9997	1,0000	0,9272	0,9272	1,0965	1,0888	1,1521	1,0528
8-9-2001	14-9-2001	1,0029	0,9808	0,9607	0,9448	0,9981	0,9981	0,9981	0,9981	1,0000	0,8739	0,8739	0,9253	0,9161	1,0017	1,0510
8-9-2001	14-9-2001	1,0967	1,0775	1,0795	1,0552	0,9988	0,9988	0,9988	0,9988	1,0000	0,8987	0,8987	1,0208	1,0108	1,0807	1,0556
8-9-2001	14-9-2001	1,1521	1,1396	1,1387	1,1141	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	1,0000	0,9237	0,9237	1,0738	1,0633	1,1423	1,0539
15-9-2001	21-9-2001	0,9818	0,9320	0,9235	0,9083	0,9974	0,9974	0,9974	0,9974	1,0000	0,8546	0,8546	0,8950	0,8873	0,9541	1,0166
15-9-2001	21-9-2001	1,0040	0,9778	0,9887	0,9658	0,9979	0,9979	0,9979	0,9979	1,0000	0,8789	0,8789	0,9382	0,9299	1,0063	1,0213
15-9-2001	21-9-2001	1,0985	1,0749	1,0879	1,0636	0,9992	0,9992	0,9992	0,9992	1,0000	0,9453	0,9453	1,0314	1,0228	1,0979	1,0180
22-9-2001	28-9-2001	0,9811	0,9319	0,9216	0,9064	0,9973	0,9973	0,9973	0,9973	1,0000	0,8515	0,8515	0,8923	0,8838	0,9528	1,0506
22-9-2001	28-9-2001	1,0336	1,0062	1,0183	0,9946	0,9979	0,9979	0,9979	0,9979	1,0000	0,8743	0,8743	0,9680	0,9576	1,0188	1,0682
22-9-2001	28-9-2001	1,1347	1,1098	1,1244	1,0990	0,9992	0,9992	0,9992	0,9992	1,0000	0,9112	0,9112	1,0651	1,0565	1,1181	1,0536
29-9-2001	5-10-2001	0,9575	0,9314	0,9174	0,9022	0,9974	0,9974	0,9974	0,9974	1,0000	0,8535	0,8535	0,8860	0,8774	0,9540	1,0519
29-9-2001	5-10-2001	1,0288	0,9989	1,0111	0,9876	0,9980	0,9980	0,9980	0,9980	1,0000	0,8756	0,8756	0,9591	0,9507	1,0178	1,0695
29-9-2001	5-10-2001	1,1288	1,1036	1,1168	1,0914	0,9992	0,9992	0,9992	0,9992	1,0000	0,9125	0,9125	1,0588	1,0472	1,1151	1,0559
6-10-2001	12-10-2001	0,9574	0,9311	0,9180	0,9028	0,9976	0,9976	0,9976	0,9976	1,0000	0,8558	0,8558	0,8875	0,8790	0,9544	1,0513
6-10-2001	12-10-2001	1,0216	0,9968	1,0069	0,9842	0,9978	0,9978	0,9978	0,9978	1,0000	0,8756	0,8756	0,9580	0,9478	1,0157	1,0675
6-10-2001	12-10-2001	1,1395	1,1177	1,1276	1,1021	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	1,0000	0,9184	0,9184	1,0665	1,0567	1,1283	1,0542
13-10-2001	19-10-2001	0,9855	0,9582	0,9359	0,9296	0,9979	0,9979	0,9979	0,9979	1,0000	0,8624	0,8624	0,9177	0,9103	0,9757	1,0497
13-10-2001	19-10-2001	1,0462	1,0189	1,0310	1,0067	0,9978	0,9978	0,9978	0,9978	1,0000	0,8749	0,8749	0,9778	0,9694	1,0280	1,0647
13-10-2001	19-10-2001	1,1959	1,1686	1,1843	1,1576	1,0003	1,0003	1,0003	1,0003	1,0000	0,9490	0,9490	1,1219	1,1127	1,1670	1,0539
20-10-2001	26-10-2001	1,0227	0,9854	0,9803	0,9620	0,9985	0,9985	0,9985	0,9985	1,0000	0,9244	0,9244	0,9489	0,9407	1,0007	1,0498
20-10-2001	26-10-2001	1,1408	1,1079	1,1228	1,0933	0,9988	0,9988	0,9988	0,9988	1,0000	1,0015	1,0015	1,0647	1,0555	1,1096	1,0649
20-10-2001	26-10-2001	1,2889	1,2581	1,2759	1,2439	1,0034	1,0034	1,0034	1,0034	1,0000	1,1487	1,1487	1,2069	1,1968	1,2541	1,0584
27-10-2001	2-11-2001	0,9971	0,9560	0,9585	0,9424	0,9979	0,9979	0,9979	0,9979	1,0000	0,8872	0,8872	0,9336	0,9282	0,9706	1,0501
27-10-2001	2-11-2001	1,0838	1,0485	1,0716	1,0488	0,9989	0,9989	0,9989	0,9989	1,0000	0,9777	0,9777	1,0288	1,0229	1,0588	1,0612
27-10-2001	2-11-2001	1,1769	1,1372	1,1679	1,1431	1,0010	1,0010	1,0010	1,0010	1,0000	1,0629	1,0629	1,1179	1,1133	1,1470	1,0637
3-11-2001	9-11-2001	0,9823	0,9210	0,9240	0,9079	0,9976	0,9976	0,9976	0,9976	1,0000	0,8536	0,8536	0,8991	0,8938	0,9379	1,0538
3-11-2001	9-11-2001	1,0248	0,9834	1,0119	0,9889	0,9981	0,9981	0,9981	0,9981	1,0000	0,9307	0,9307	0,9687	0,9659	1,0029	1,0637
3-11-2001	9-11-2001	1,1439	1,0911	1,1382	1,1111	1,0002	1,0002	1,0002	1,0002	1,0000	1,0445	1,0445	1,0923	1,0902	1,1015	1,0538
10-11-2001	16-11-2001	0,9863	0,9463	0,9461	0,9292	0,9979	0,9979	0,9979	0,9979	1,0000	0,8746	0,8746	0,9183	0,9114	0,9635	1,0517
10-11-2001	16-11-2001	1,0446	1,0151	1,0294	1,0065	0,9988	0,9988	0,9988	0,9988	1,0000	0,9387	0,9387	0,9800	0,9729	1,0305	1,0634
10-11-2001	16-11-2001	1,3124	1,2921	1,3027	1,2732	1,0017	1,0017	1,0017	1,0017	1,0000	1,0447	1,0447	1,2805	1,2804	1,2033	1,0540
17-11-2001	23-11-2001	0,9788	0,9286	0,9380	0,9214	0,9978	0,9978	0,9978	0,9978	1,0000	0,8733	0,8733	0,9153	0,9107	0,9429	1,0627
17-11-2001	23-11-2001	1,0370	0,9923	1,0241	1,0004	0,9986	0,9986	0,9986	0,9986	1,0000	0,9434	0,9434	0,9812	0,9773	1,0038	1,0899
17-11-2001	23-11-2001	1,1970	1,1082	1,1751	1,1477	1,0004	1,0004	1,0004	1,0004	1,0000	1,0652	1,0652	1,1356	1,1349	1,0996	1,0851
24-11-2001	30-11-2001	1,0364	0,9700	0,9952	0,9774	0,9985	0,9985	0,9985	0,9985	1,0000	0,9441	0,9441	0,9779	0,9755	0,9723	1,0533
24-11-2001	30-11-2001	1,1181	1,0434	1,1030	1,0772	0,9998	0,9998	0,9998	0,9998	1,0000	1,0314	1,0314	1,0681	1,0677	1,0457	1,1046
24-11-2001	30-11-2001	1,2200	1,1189	1,1964	1,1695	1,0008	1,0008	1,0008	1,0008	1,0000	1,0976	1,0976	1,1624	1,1631	1,1078	1,0899
1-12-2001	7-12-2001	0,8846	0,8546	0,8486	0,8335	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	1,0000	0,8590	0,8590	0,8207	0,8145	0,8823	1,0535
1-12-2001	7-12-2001	0,8886	0,8815	0,8750	0,8558	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	1,0000	0,9403	0,9403	0,8341	0,8297	0,8989	1,0925
1-12-2001	7-12-2001	0,9693	0,9320	0,9533	0,9324	0,9983	0,9983	0,9983	0,9983	1,0000	1,0192	1,0192	0,9081	0,9036	0,9614	1,0869
8-12-2001	14-12-2001	0,8975	0,8838	0,8589	0,8433	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	1,0000	0,8709	0,8709	0,8301	0,8221	0,8902	1,0180
8-12-2001	14-12-2001	0,9481	0,9215	0,9325	0,9125	0,9982	0,9982	0,9982	0,9982	1,0000	0,9971	0,9971	0,8889	0,8824	0,9583	1,0220
8-12-2001	14-12-2001	1,1045	1,0280	1,0852	1,0618	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	1,0000	1,0668	1,0668	1,0510	1,0501	1,0369	1,0204
15-12-2001	21-12-2001	0,9933	0,9478	0,9512	0,9339	0,9993	0,9993	0,9993	0,9993	1,0000	1,0510	1,0510	0,9235	0,9166	0,9688	1,0067
15-12-2001	21-12-2001	1,1378	1,0531	1,1259	1,0972	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	1,0000	1,0735	1,0735	1,0851	1,0920	1,0497	1,0134
15-12-2001	21-12-2001	1,1502	1,0547	1,1318	1,1032	0,9994	0,9994	0,9994	0,9994	1,0000	1,0749	1,0749	1,0902	1,0945	1,0566	1,0159

Fecha inicio	Fecha final	Più D2	Chiclayo D2	Sullana	Paíta	Tgvent 1	Tgvent 2	Tgvent 3	Tgvent 4	TG-West	TG aguatia 1	TG aguatia 2	TG malacas	TG4 malacas	TV Trupal	Shougesa
22-12-2001	28-12-2001	0,9325	0,8987	0,8928	0,8785	0,9981	0,9981	0,9981	0,9981	1,0000	0,9530	0,9530	0,8830	0,8549	0,9270	1,0152
22-12-2001	28-12-2001	1,1582	1,0894	1,1518	1,1265	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0814	1,0814	1,1115	1,1228	1,0857	1,0186
22-12-2001	28-12-2001	1,2803	1,1884	1,2649	1,2380	1,0016	1,0018	1,0018	1,0016	1,0000	1,1228	1,1228	1,2199	1,2279	1,1800	1,0180
29-12-2001	4-1-2002	0,9125	0,8789	0,8731	0,8573	0,9976	0,9976	0,9976	0,9976	1,0000	0,9075	0,9075	0,8442	0,8362	0,9062	1,0159
29-12-2001	4-1-2002	1,0871	1,0330	1,0758	1,0539	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	1,0000	1,0658	1,0658	1,0430	1,0422	1,0468	1,0208
29-12-2001	4-1-2002	1,2008	1,1146	1,1806	1,1553	1,0006	1,0006	1,0006	1,0006	1,0000	1,0968	1,0968	1,1455	1,1454	1,1165	1,0198
5-1-2002	11-1-2002	0,9537	0,9163	0,9125	0,8958	0,9989	0,9989	0,9989	0,9989	1,0000	1,0353	1,0353	0,8824	0,8743	0,9431	1,0700
5-1-2002	11-1-2002	1,1185	1,0311	1,1057	1,0764	0,9993	0,9993	0,9993	0,9993	1,0000	1,0584	1,0584	1,0649	1,0707	1,0275	1,1081
5-1-2002	11-1-2002	1,1264	1,0319	1,1075	1,0796	0,9991	0,9991	0,9991	0,9991	1,0000	1,0595	1,0595	1,0671	1,0711	1,0337	1,0897
12-1-2002	18-1-2002	0,8952	0,8617	0,8565	0,8409	0,9972	0,9972	0,9972	0,9972	1,0000	0,8483	0,8483	0,8280	0,8201	0,8883	1,0581
12-1-2002	18-1-2002	0,9231	0,8958	0,9095	0,8883	0,9982	0,9982	0,9982	0,9982	1,0000	1,0263	1,0263	0,8640	0,8571	0,9368	1,1037
12-1-2002	18-1-2002	1,1193	1,0251	1,1004	1,0726	0,9991	0,9991	0,9991	0,9991	1,0000	1,0611	1,0611	1,0603	1,0641	1,0293	1,0869
19-1-2002	25-1-2002	0,9266	0,8905	0,8871	0,8710	0,9976	0,9976	0,9976	0,9976	1,0000	0,8817	0,8817	0,8589	0,8513	0,9127	1,0681
19-1-2002	25-1-2002	0,9017	0,8751	0,8880	0,8873	0,9976	0,9976	0,9976	0,9976	1,0000	0,9922	0,9922	0,8434	0,8365	0,9131	1,0910
19-1-2002	25-1-2002	1,1275	1,0323	1,1082	1,0802	0,9968	0,9968	0,9968	0,9968	1,0000	1,0593	1,0593	1,0677	1,0717	1,0315	1,0882
26-1-2002	1-2-2002	0,9390	0,9018	0,8991	0,8827	0,9979	0,9979	0,9979	0,9979	1,0000	0,9330	0,9330	0,8701	0,8624	0,9243	1,0585
26-1-2002	1-2-2002	1,0988	1,0207	1,0826	1,0580	0,9992	0,9992	0,9992	0,9992	1,0000	1,0585	1,0585	1,0474	1,0467	1,0245	1,0823
26-1-2002	1-2-2002	1,1758	1,0728	1,1545	1,1242	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	1,0000	1,0766	1,0766	1,1118	1,1151	1,0727	1,0887
2-2-2002	8-2-2002	0,9071	0,8722	0,8684	0,8526	0,9972	0,9972	0,9972	0,9972	1,0000	0,8510	0,8510	0,8399	0,8322	0,8917	1,0608
2-2-2002	8-2-2002	0,8985	0,8697	0,8844	0,8629	0,9974	0,9974	0,9974	0,9974	1,0000	0,9620	0,9620	0,8390	0,8321	0,9032	1,0922
2-2-2002	8-2-2002	1,1549	1,0545	1,1345	1,1047	0,9989	0,9989	0,9989	0,9989	1,0000	1,0587	1,0587	1,0922	1,0958	1,0397	1,0811
9-2-2002	15-2-2002	0,9399	0,9038	0,8995	0,8830	0,9982	0,9982	0,9982	0,9982	1,0000	0,9719	0,9719	0,8701	0,8621	0,9276	1,0560
9-2-2002	15-2-2002	1,0415	0,9882	1,0264	1,0014	0,9991	0,9991	0,9991	0,9991	1,0000	1,0527	1,0527	0,9838	0,9801	1,0066	1,0857
9-2-2002	15-2-2002	1,1940	1,0902	1,1730	1,1422	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	1,0000	1,0824	1,0824	1,1295	1,1330	1,0875	1,0887
16-2-2002	22-2-2002	1,1183	1,0313	1,0829	1,0585	0,9983	0,9983	0,9983	0,9983	1,0000	0,9348	0,9348	1,0524	1,0679	1,0085	1,0507
16-2-2002	22-2-2002	1,1229	1,0274	1,1063	1,0758	0,9978	0,9978	0,9978	0,9978	1,0000	0,9664	0,9664	1,0652	1,0695	1,0177	1,0872
16-2-2002	22-2-2002	1,1612	1,0550	1,1385	1,1076	0,9986	0,9986	0,9986	0,9986	1,0000	1,0324	1,0324	1,0958	1,0981	1,0504	1,0959
23-2-2002	1-3-2002	1,1411	1,0582	1,1081	1,0842	0,9991	0,9991	0,9991	0,9991	1,0000	0,9779	0,9779	1,0766	1,0936	1,0356	1,0501
23-2-2002	1-3-2002	1,1693	1,0659	1,1483	1,1178	0,9996	0,9996	0,9996	0,9996	1,0000	1,0732	1,0732	1,1115	1,1119	1,0588	1,0684
23-2-2002	1-3-2002	1,2683	1,1602	1,2455	1,2140	1,0011	1,0011	1,0011	1,0011	1,0000	1,1152	1,1152	1,2002	1,2045	1,1544	1,0759
2-3-2002	8-3-2002	1,1194	1,0352	1,0856	1,0613	0,9986	0,9986	0,9986	0,9986	1,0000	0,8930	0,8930	1,0547	1,0707	1,0122	1,0556
2-3-2002	8-3-2002	1,1473	1,0506	1,1311	1,0996	0,9989	0,9989	0,9989	0,9989	1,0000	0,9751	0,9751	1,0889	1,0934	1,0421	1,1002
2-3-2002	8-3-2002	1,2594	1,1477	1,2366	1,2040	1,0010	1,0010	1,0010	1,0010	1,0000	1,1110	1,1110	1,1904	1,1936	1,1451	1,0970
9-3-2002	15-3-2002	0,8873	0,8533	0,8488	0,8333	0,9971	0,9971	0,9971	0,9971	1,0000	0,8263	0,8263	0,8202	0,8125	0,8762	1,0643
9-3-2002	15-3-2002	1,0831	0,9920	1,0674	1,0380	0,9977	0,9977	0,9977	0,9977	1,0000	0,8820	0,8820	1,0279	1,0322	0,9864	1,0976
9-3-2002	15-3-2002	1,1777	1,0738	1,1558	1,1255	0,9993	0,9993	0,9993	0,9993	1,0000	1,0201	1,0201	1,1131	1,1163	1,0726	1,0917
16-3-2002	22-3-2002	0,8011	0,8642	0,8611	0,8445	0,9972	0,9972	0,9972	0,9972	1,0000	0,8306	0,8306	0,8314	0,8233	0,8858	1,0609
16-3-2002	22-3-2002	1,0808	0,9885	1,0626	1,0348	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	1,0000	0,8580	0,8580	1,0289	1,0295	0,9792	1,0768
16-3-2002	22-3-2002	1,0838	1,0039	1,0787	1,0503	0,9981	0,9981	0,9981	0,9981	1,0000	0,9669	0,9669	1,0351	1,0421	1,0030	1,0766
23-3-2002	29-3-2002	0,9278	0,8773	0,8871	0,8693	0,9973	0,9973	0,9973	0,9973	1,0000	0,8327	0,8327	0,8610	0,8549	0,8920	1,0550
23-3-2002	29-3-2002	1,1673	1,0818	1,1531	1,1258	0,9998	0,9998	0,9998	0,9998	1,0000	1,0224	1,0224	1,1192	1,1214	1,0764	1,0719
23-3-2002	29-3-2002	1,3292	1,2415	1,3270	1,2939	1,0029	1,0029	1,0029	1,0029	1,0000	1,1574	1,1574	1,2739	1,2849	1,2354	1,0608
30-3-2002	5-4-2002	0,9453	0,8943	0,9039	0,8858	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	1,0000	0,8390	0,8390	0,8771	0,8710	0,9069	1,0671
30-3-2002	5-4-2002	1,1056	1,0141	1,0906	1,0607	0,9981	0,9981	0,9981	0,9981	1,0000	0,8996	0,8996	1,0496	1,0547	1,0074	1,0691
30-3-2002	5-4-2002	1,2828	1,1888	1,2754	1,2417	1,0021	1,0021	1,0021	1,0021	1,0000	1,1340	1,1340	1,2238	1,2320	1,1798	1,0677
6-4-2002	12-4-2002	0,9901	0,9270	0,9472	0,9281	0,9980	0,9980	0,9980	0,9980	1,0000	0,8523	0,8523	0,9243	0,9198	0,9320	1,0622
6-4-2002	12-4-2002	1,0918	1,0016	1,0767	1,0474	0,9987	0,9987	0,9987	0,9987	1,0000	0,9436	0,9436	1,0365	1,0416	0,9912	1,0712
6-4-2002	12-4-2002	1,2875	1,1925	1,2801	1,2469	1,0029	1,0029	1,0029	1,0029	1,0000	1,1560	1,1560	1,2291	1,2375	1,1907	1,0621

Fecha inicio	Fecha final	Piu D2	Chiclayo D2	Sullana	Palta	Tgvent 1	Tgvent 2	Tgvent 3	Tgvent 4	TG-West	TG aguatia 1	TG aguatia 2	TG malacas	TG4 malacas	TV Trupal	Shougesa
13-4-2002	19-4-2002	0,9356	0,8853	0,9000	0,8861	0,9976	0,9976	0,9976	0,9976	1,0000	0,8367	0,8367	0,8850	0,8821	0,8938	1,0620
13-4-2002	19-4-2002	0,9689	0,9114	0,9648	0,9428	0,9972	0,9972	0,9972	0,9972	1,0000	0,8660	0,8660	0,9305	0,9398	0,9151	1,0703
13-4-2002	19-4-2002	1,0306	0,9852	1,0360	1,0156	0,9992	0,9992	0,9992	0,9992	1,0000	1,0579	1,0579	0,9980	1,0111	0,9966	1,0864
20-4-2002	26-4-2002	0,9824	0,9156	0,9440	0,9291	0,9975	0,9975	0,9975	0,9975	1,0000	0,8369	0,8369	0,9337	0,9324	0,9130	1,0622
20-4-2002	26-4-2002	0,9960	0,9331	0,9905	0,9670	0,9976	0,9976	0,9976	0,9976	1,0000	0,9374	0,9374	0,9548	0,9635	0,9344	1,0710
20-4-2002	26-4-2002	1,0445	0,9987	1,0500	1,0294	0,9990	0,9990	0,9990	0,9990	1,0000	1,0567	1,0567	1,0115	1,0249	1,0097	1,0901
27-4-2002	3-5-2002	0,9029	0,8567	0,8685	0,8551	0,9973	0,9973	0,9973	0,9973	1,0000	0,8218	0,8218	0,8530	0,8498	0,8689	1,0587
27-4-2002	3-5-2002	1,0790	1,0224	1,0774	1,0543	0,9992	0,9992	0,9992	0,9992	1,0000	1,0398	1,0398	1,0397	1,0516	1,0276	1,0618
27-4-2002	3-5-2002	1,1443	1,1015	1,1531	1,1320	1,0009	1,0009	1,0009	1,0009	1,0000	1,1062	1,1062	1,1114	1,1278	1,1132	1,0836

Fecha inicio	Fecha final	CNP Sulzer	CNP Man	Verdun	Tumbes Nva	Tumbes LM	Dolores 1-7	Taparachi	Bellavista	Tintaya	Chilina TV2	Chilina TV3	Chilina CC	Chilina D	calana	mollendo 1
1-5-2001	4-5-2001	0,8896	0,8896	0,8442	0,8469	0,8469	0,7963	0,9362	1,0420	0,8961	1,0018	1,0018	1,0018	1,0016	0,9889	0,9825
1-5-2001	4-5-2001	1,0397	1,0397	1,0430	1,0443	1,0443	0,8145	0,9333	1,0394	0,9036	0,9963	0,9963	0,9963	0,9963	0,9850	0,9609
1-5-2001	4-5-2001	1,1180	1,1180	1,1455	1,1471	1,1471	0,8399	0,9546	1,0408	0,9296	1,0155	1,0155	1,0155	1,0155	1,0003	0,9820
5-5-2001	11-5-2001	0,9630	0,9630	0,9491	0,9505	0,9505	1,1516	0,8756	1,1058	0,9715	1,0027	1,0027	1,0027	1,0027	0,9647	0,9582
5-5-2001	11-5-2001	1,0591	1,0591	1,1017	1,1089	1,1089	1,0365	0,8762	1,0792	0,9544	1,0123	1,0123	1,0123	1,0123	1,1667	0,9731
5-5-2001	11-5-2001	1,2096	1,2096	1,2361	1,2376	1,2376	0,9734	0,8273	1,0887	0,9272	0,9640	0,9640	0,9640	0,9640	1,1714	0,9635
12-5-2001	18-5-2001	1,0159	1,0159	1,0014	1,0026	1,0026	1,0175	0,7907	1,0921	0,8925	0,9521	0,9521	0,9521	0,9521	1,1512	0,9082
12-5-2001	18-5-2001	1,0857	1,0857	1,1225	1,1239	1,1239	0,9364	0,7452	1,0723	0,8708	0,9421	0,9421	0,9421	0,9421	1,1235	0,9144
12-5-2001	18-5-2001	1,1007	1,1007	1,1154	1,1163	1,1163	0,9081	0,7222	1,0797	0,8701	0,9299	0,9299	0,9299	0,9299	1,0500	0,9291
19-5-2001	25-5-2001	1,0401	1,0401	1,0298	1,0311	1,0311	0,9019	0,7530	1,0907	0,8490	0,9443	0,9443	0,9443	0,9443	1,3070	0,8980
19-5-2001	25-5-2001	1,1328	1,1328	1,1822	1,1810	1,1810	0,8377	0,7116	1,0778	0,8315	0,9392	0,9392	0,9392	0,9392	1,3025	0,9085
19-5-2001	25-5-2001	1,2692	1,2692	1,3244	1,3183	1,3183	0,8290	0,6867	1,0822	0,8296	0,9023	0,9023	0,9023	0,9023	1,0567	0,9050
26-5-2001	1-6-2001	1,0239	1,0239	1,0128	1,0141	1,0141	0,8259	0,7130	1,0928	0,8111	0,9098	0,9098	0,9098	0,9098	0,8785	0,8712
26-5-2001	1-6-2001	1,1215	1,1215	1,1715	1,1702	1,1702	0,7724	0,6740	1,0792	0,7929	0,9019	0,9019	0,9019	0,9019	0,8844	0,8738
26-5-2001	1-6-2001	1,1289	1,1289	1,1761	1,1698	1,1698	0,7994	0,7491	1,0878	0,8414	0,9092	0,9092	0,9092	0,9092	0,9260	0,9132
2-8-2001	8-8-2001	1,0058	1,0058	0,9925	0,9946	0,9946	0,7598	0,7283	1,0916	0,8135	0,9397	0,9397	0,9397	0,9397	0,9099	0,8973
2-8-2001	8-8-2001	1,0663	1,0663	1,1064	1,1079	1,1079	0,7117	0,7132	1,0814	0,8015	0,9219	0,9219	0,9219	0,9219	0,9099	0,8962
2-8-2001	8-8-2001	1,1710	1,1710	1,1924	1,1937	1,1937	0,7062	0,7234	1,0871	0,8090	0,8949	0,8949	0,8949	0,8949	0,9110	0,8994
9-8-2001	15-8-2001	1,0220	1,0220	1,0078	1,0161	1,0161	0,8431	0,7520	1,0893	0,8295	0,9218	0,9218	0,9218	0,9218	0,8873	0,8791
9-8-2001	15-8-2001	1,1221	1,1221	1,1640	1,1665	1,1665	0,7716	0,7190	1,0764	0,7954	0,8910	0,8910	0,8910	0,8910	0,8688	0,8596
9-8-2001	15-8-2001	1,2663	1,2663	1,3104	1,3133	1,3133	0,7873	0,7542	1,0780	0,8219	0,8781	0,8781	0,8781	0,8781	0,8894	0,8833
16-6-2001	22-6-2001	1,0334	1,0334	1,0217	1,0248	1,0248	0,8936	0,8297	1,0940	0,8725	0,9393	0,9393	0,9393	0,9393	0,9109	0,9005
16-6-2001	22-6-2001	1,1363	1,1363	1,1787	1,1841	1,1841	0,8333	0,7982	1,0792	0,8419	0,9106	0,9106	0,9106	0,9106	0,8918	0,8831
16-6-2001	22-6-2001	1,3901	1,3901	1,4400	1,4429	1,4429	0,8044	0,8149	1,0818	0,8392	0,8669	0,8669	0,8669	0,8669	0,8692	0,8674
23-6-2001	29-6-2001	1,0188	1,0188	1,0107	1,0139	1,0139	0,8667	0,7947	1,1009	0,8455	0,9169	0,9169	0,9169	0,9169	0,8842	0,8781
23-6-2001	29-6-2001	1,1538	1,1538	1,2000	1,2015	1,2015	0,8072	0,7700	1,0884	0,8171	0,8840	0,8840	0,8840	0,8840	0,8620	0,8593
23-6-2001	29-6-2001	1,4212	1,4212	1,4849	1,4887	1,4887	0,8049	0,8179	1,0936	0,8366	0,8576	0,8576	0,8576	0,8576	0,8610	0,8629
30-6-2001	6-7-2001	0,9949	0,9949	0,9627	0,9637	0,9637	0,8348	0,8038	1,1011	0,8538	0,9381	0,9381	0,9381	0,9381	0,8635	0,9073
30-6-2001	6-7-2001	1,1084	1,1084	1,1068	1,1086	1,1086	0,8089	0,8194	1,0883	0,8570	0,9434	0,9434	0,9434	0,9434	0,9981	0,9117
30-6-2001	6-7-2001	1,3291	1,3291	1,3574	1,3612	1,3612	0,7970	0,8490	1,0913	0,8647	0,9027	0,9027	0,9025	0,9025	0,9805	0,9057
7-7-2001	13-7-2001	0,9711	0,9711	0,9147	0,9136	0,9136	0,8029	0,8128	1,1012	0,8621	0,9593	0,9593	0,9593	0,9593	0,8429	0,9365
7-7-2001	13-7-2001	1,0629	1,0629	1,0135	1,0157	1,0157	0,8106	0,8688	1,0842	0,8969	1,0027	1,0027	1,0027	1,0027	1,1342	0,9641
7-7-2001	13-7-2001	1,2370	1,2370	1,2298	1,2337	1,2337	0,7892	0,8801	1,0890	0,8928	0,9478	0,9478	0,9473	0,9473	1,1001	0,9484
14-7-2001	20-7-2001	0,9901	0,9901	0,9195	0,9169	0,9169	0,8380	0,9208	1,1004	0,8905	0,9470	0,9470	0,9443	0,9443	0,9219	0,9320
14-7-2001	20-7-2001	1,0411	1,0411	0,9800	0,9782	0,9782	0,8334	0,9539	1,0840	0,9155	0,9882	0,9882	0,9882	0,9882	0,9572	0,9570
14-7-2001	20-7-2001	1,2457	1,2457	1,2234	1,2198	1,2198	0,7979	0,9497	1,0883	0,9079	0,9474	0,9474	0,9474	0,9474	1,1241	0,9492
21-7-2001	27-7-2001	1,0072	1,0072	0,9370	0,9331	0,9331	0,8449	0,9125	1,0951	0,8899	0,9504	0,9504	0,9490	0,9490	0,8710	0,9280
21-7-2001	27-7-2001	1,0901	1,0901	1,0514	1,0514	1,0514	0,8358	0,9500	1,0702	0,9185	0,9780	0,9780	0,9780	0,9780	1,0592	0,9566
21-7-2001	27-7-2001	1,2767	1,2767	1,2718	1,2717	1,2717	0,8061	0,9472	1,0705	0,9123	0,9376	0,9376	0,9376	0,9376	1,0877	0,9508
28-7-2001	3-8-2001	1,0243	1,0243	0,9545	0,9493	0,9493	0,8519	0,9041	1,0899	0,8893	0,9538	0,9538	0,9538	0,9538	0,8201	0,9240
28-7-2001	3-8-2001	1,1391	1,1391	1,1246	1,1227	1,1227	0,8383	0,9460	1,0565	0,9175	0,9639	0,9639	0,9639	0,9639	1,1611	0,9601
28-7-2001	3-8-2001	1,3077	1,3077	1,3203	1,3236	1,3236	0,8142	0,9447	1,0528	0,9167	0,9278	0,9278	0,9278	0,9278	1,0514	0,9525
4-8-2001	10-8-2001	0,9792	0,9792	0,9351	0,9307	0,9307	0,8018	0,7961	1,0972	0,8350	0,8952	0,8952	0,8896	0,8896	0,8531	0,8874
4-8-2001	10-8-2001	1,0950	1,0950	1,0209	1,0132	1,0132	0,7894	0,8070	1,0765	0,8469	0,9083	0,9083	0,9024	0,9024	0,8705	0,9108
4-8-2001	10-8-2001	1,1782	1,1782	1,1886	1,1822	1,1822	0,7832	0,8508	1,0827	0,8663	0,9121	0,9121	0,9121	0,9121	0,8719	0,9149
11-8-2001	17-8-2001	1,0442	1,0442	0,9759	0,9750	0,9750	0,8075	0,7993	1,0800	0,8482	0,9382	0,9382	0,9382	0,9382	0,8998	0,9137
11-8-2001	17-8-2001	1,0910	1,0910	1,0261	1,0218	1,0218	0,8112	0,8387	1,0683	0,8731	0,9559	0,9559	0,9559	0,9559	0,9371	0,9357
11-8-2001	17-8-2001	1,2188	1,2188	1,1922	1,1842	1,1842	0,7854	0,8583	1,0744	0,8764	0,9144	0,9144	0,9144	0,9144	0,9297	0,9262
18-8-2001	24-8-2001	1,0266	1,0266	0,9573	0,9542	0,9542	0,8139	0,8357	1,0855	0,8531	0,9343	0,9343	0,9343	0,9343	0,8782	0,9050
18-8-2001	24-8-2001	1,0917	1,0917	1,0348	1,0336	1,0336	0,8268	0,8879	1,0682	0,8896	0,9611	0,9611	0,9611	0,9611	0,9487	0,9397
18-8-2001	24-8-2001	1,1978	1,1978	1,1578	1,1547	1,1547	0,7988	0,8961	1,0728	0,8891	0,9175	0,9175	0,9175	0,9175	0,9406	0,9299

Fecha inicio	Fecha final	CNP Sulzer	CNP Man	Verdun	Tumbes Nva	Tumbes LM	Dolores 1-7	Taparachi	Bellavista	Tintaya	Chilina TV2	Chilina TV3	Chilina CC	Chilina D	calana	mollendo 1
25-8-2001	31-8-2001	1,0091	1,0091	0,9387	0,9333	0,9333	0,8203	0,8720	1,0909	0,8580	0,9304	0,9304	0,9304	0,9304	0,8588	0,8964
25-8-2001	31-8-2001	1,0923	1,0923	1,0434	1,0454	1,0454	0,8425	0,9370	1,0681	0,9062	0,9662	0,9662	0,9662	0,9662	0,9603	0,9437
25-8-2001	31-8-2001	1,1768	1,1768	1,1233	1,1252	1,1252	0,8123	0,9338	1,0712	0,9018	0,9207	0,9207	0,9207	0,9207	0,9514	0,9338
1-9-2001	7-9-2001	1,0004	1,0004	0,9320	0,9284	0,9264	0,7788	0,8702	1,0914	0,8473	0,9288	0,9288	0,9288	0,9288	0,8554	0,8954
1-9-2001	7-9-2001	1,0876	1,0876	1,0321	1,0311	1,0311	0,7803	0,9128	1,0894	0,8772	0,9482	0,9482	0,9481	0,9481	0,9220	0,9243
1-9-2001	7-9-2001	1,1832	1,1832	1,0985	1,0953	1,0953	0,7513	0,9181	1,0735	0,8798	0,9102	0,9102	0,9102	0,9102	0,9301	0,9210
8-9-2001	14-9-2001	0,9917	0,9917	0,9253	0,9194	0,9194	0,7369	0,8683	1,0918	0,8366	0,9273	0,9273	0,9273	0,9273	0,8541	0,8944
8-9-2001	14-9-2001	1,0828	1,0828	1,0208	1,0167	1,0167	0,7182	0,8886	1,0708	0,8482	0,9302	0,9302	0,9301	0,9301	0,8837	0,9049
8-9-2001	14-9-2001	1,1497	1,1497	1,0738	1,0655	1,0655	0,6902	0,9023	1,0757	0,8578	0,8998	0,8998	0,8998	0,8998	0,9087	0,9085
15-9-2001	21-9-2001	0,9436	0,9436	0,8950	0,8975	0,8975	0,7602	0,9074	1,0940	0,8662	0,9586	0,9586	0,9586	0,9586	0,9284	0,9239
15-9-2001	21-9-2001	0,9949	0,9949	0,9382	0,9400	0,9400	0,7911	0,9510	1,0733	0,9042	0,9816	0,9818	0,9818	0,9818	0,9810	0,9522
15-9-2001	21-9-2001	1,0939	1,0939	1,0314	1,0331	1,0331	0,7171	0,9400	1,0755	0,8895	0,9328	0,9328	0,9328	0,9328	0,9609	0,9375
22-9-2001	28-9-2001	0,9427	0,9427	0,8923	0,8955	0,8955	0,7966	0,9004	1,0954	0,8743	0,9538	0,9538	0,9497	0,9497	0,8850	0,9227
22-9-2001	28-9-2001	1,0157	1,0157	0,9660	0,9678	0,9678	0,7884	0,9308	1,0768	0,8957	1,0020	1,0020	1,0020	1,0020	0,9479	0,9470
22-9-2001	28-9-2001	1,1221	1,1221	1,0651	1,0668	1,0668	0,8225	0,9409	1,0757	0,9197	0,9670	0,9670	0,9670	0,9670	0,9500	0,9517
29-9-2001	5-10-2001	0,9433	0,9433	0,8860	0,8851	0,8851	0,7675	0,8860	1,0965	0,8583	0,9441	0,9441	0,9401	0,9401	0,8718	0,9109
29-9-2001	5-10-2001	1,0106	1,0106	0,9591	0,9609	0,9609	0,7597	0,9181	1,0774	0,8653	0,9953	0,9953	0,9953	0,9953	0,9277	0,9396
29-9-2001	5-10-2001	1,1174	1,1174	1,0568	1,0599	1,0599	0,7368	0,9301	1,0769	0,8974	0,9632	0,9632	0,9632	0,9632	0,9420	0,9449
6-10-2001	12-10-2001	0,9430	0,9430	0,8875	0,8881	0,8881	0,7549	0,8710	1,0994	0,8457	0,9489	0,9489	0,9489	0,9489	0,8629	0,8984
6-10-2001	12-10-2001	1,0092	1,0092	0,9560	0,9577	0,9577	0,7633	0,9176	1,0709	0,8848	0,9856	0,9856	0,9856	0,9856	0,9479	0,9386
6-10-2001	12-10-2001	1,1303	1,1303	1,0665	1,0673	1,0673	0,7487	0,9471	1,0775	0,9128	0,9736	0,9736	0,9736	0,9736	0,9694	0,9611
13-10-2001	19-10-2001	0,9664	0,9664	0,9177	0,9203	0,9203	0,7494	0,8658	1,0958	0,8401	0,9401	0,9401	0,9401	0,9401	0,9849	0,8951
13-10-2001	19-10-2001	1,0281	1,0281	0,9778	0,9796	0,9796	0,7728	0,9028	1,0680	0,8742	0,9793	0,9793	0,9793	0,9793	1,0408	0,9275
13-10-2001	19-10-2001	1,1768	1,1768	1,1219	1,1238	1,1238	0,7338	0,9266	1,0739	0,8950	0,9597	0,9597	0,9597	0,9597	1,1490	0,9449
20-10-2001	26-10-2001	0,9946	0,9946	0,9489	0,9517	0,9517	0,7447	0,8570	1,3853	0,8322	0,9371	0,9371	0,9371	0,9371	0,8901	0,8893
20-10-2001	26-10-2001	1,1127	1,1127	1,0647	1,0668	1,0668	0,7408	0,8670	1,5839	0,8418	0,9535	0,9535	0,9535	0,9535	0,9029	0,8997
20-10-2001	26-10-2001	1,2619	1,2619	1,2069	1,2090	1,2090	0,6625	0,8313	1,6420	0,8078	0,8866	0,8866	0,8866	0,8866	0,8663	0,8694
27-10-2001	2-11-2001	0,9810	0,9810	0,9336	0,9362	0,9362	0,7443	0,8700	1,0402	0,8437	0,9346	0,9348	0,9348	0,9348	0,9036	0,9022
27-10-2001	2-11-2001	1,0559	1,0559	1,0268	1,0282	1,0282	0,7486	0,8812	1,0448	0,8554	0,9491	0,9491	0,9491	0,9491	0,9122	0,9090
27-10-2001	2-11-2001	1,1471	1,1471	1,1179	1,1195	1,1195	0,7357	0,8997	1,0477	0,8736	0,9514	0,9514	0,9514	0,9514	0,9239	0,9221
3-11-2001	9-11-2001	0,9266	0,9266	0,8991	0,9017	0,9017	0,7891	0,8886	1,0450	0,8458	0,9368	0,9368	0,9368	0,9368	0,9022	0,9009
3-11-2001	9-11-2001	0,9935	0,9935	0,9697	0,9713	0,9713	0,7575	0,8795	1,0523	0,8081	0,9553	0,9553	0,9553	0,9553	0,9195	0,9179
3-11-2001	9-11-2001	1,1002	1,1002	1,0923	1,0939	1,0939	0,7751	0,8996	1,0540	0,8793	0,9485	0,9485	0,9485	0,9485	0,9233	0,9213
10-11-2001	16-11-2001	0,9521	0,9521	0,9183	0,9210	0,9210	0,7396	0,8399	1,0427	0,8172	0,9133	0,9133	0,9133	0,9133	0,8752	0,8770
10-11-2001	16-11-2001	1,0232	1,0232	0,9800	0,9817	0,9817	0,8562	0,9076	1,0521	0,8705	0,9740	0,9740	0,9740	0,9740	0,9372	0,9357
10-11-2001	16-11-2001	1,2243	1,2243	1,2605	1,2624	1,2624	0,7319	0,8554	1,0501	0,6381	0,9264	0,9264	0,9264	0,9264	0,8965	0,8995
17-11-2001	23-11-2001	0,9323	0,9323	0,9153	0,9179	0,9179	0,7582	0,8613	1,0437	0,8372	0,9363	0,9363	0,9363	0,9363	0,8981	0,8986
17-11-2001	23-11-2001	0,9972	0,9972	0,9812	0,9829	0,9829	0,7398	0,8690	1,0546	0,7859	0,9507	0,9507	0,9507	0,9507	0,9159	0,9171
17-11-2001	23-11-2001	1,1084	1,1084	1,1356	1,1375	1,1375	0,7256	0,8526	1,0503	0,8353	0,9251	0,9251	0,9251	0,9251	0,8956	0,8997
24-11-2001	30-11-2001	0,9880	0,9880	0,9779	0,9808	0,9808	0,7459	0,8469	1,0401	0,8242	0,9184	0,9184	0,9184	0,9184	0,8832	0,8858
24-11-2001	30-11-2001	1,0444	1,0444	1,0681	1,0700	1,0700	0,7798	0,8379	1,0540	0,8288	0,9099	0,9099	0,9099	0,9099	0,8768	0,8785
24-11-2001	30-11-2001	1,1179	1,1179	1,1624	1,1643	1,1643	0,7194	0,8544	1,0480	0,8351	0,9263	0,9263	0,9263	0,9263	0,8985	0,9018
1-12-2001	7-12-2001	0,8652	0,8652	0,8207	0,8231	0,8231	0,7956	0,9258	1,0361	0,8878	0,9935	0,9935	0,9935	0,9935	0,9792	0,9536
1-12-2001	7-12-2001	0,8793	0,8793	0,8341	0,8354	0,8354	0,7823	0,9246	1,0432	0,8892	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	0,9856	0,9595
1-12-2001	7-12-2001	0,9490	0,9490	0,9081	0,9093	0,9093	0,7842	0,9288	1,0438	0,8958	1,0033	1,0033	1,0033	1,0033	0,9870	0,9685
8-12-2001	14-12-2001	0,8739	0,8739	0,8301	0,8328	0,8328	0,8018	0,9289	1,0350	0,8891	0,9998	0,9998	0,9998	0,9998	0,9650	0,9533
8-12-2001	14-12-2001	0,9391	0,9391	0,8889	0,8903	0,8903	0,7832	0,9259	1,0396	0,8902	1,0016	1,0016	1,0016	1,0016	0,9865	0,9606
8-12-2001	14-12-2001	1,0341	1,0341	1,0510	1,0525	1,0525	0,7616	0,9244	1,0355	0,8906	0,9996	0,9996	0,9996	0,9996	0,9818	0,9638
15-12-2001	21-12-2001	0,9548	0,9548	0,9235	0,9265	0,9265	0,7295	0,8394	1,0257	0,8144	0,9195	0,9195	0,9195	0,9195	0,8870	0,8783
15-12-2001	21-12-2001	1,0517	1,0517	1,0851	1,0869	1,0869	0,7403	0,8598	1,0321	0,8358	0,9413	0,9413	0,9413	0,9413	0,9130	0,9001
15-12-2001	21-12-2001	1,0577	1,0577	1,0902	1,0920	1,0920	0,7519	0,8960	1,0332	0,8695	0,9709	0,9709	0,9709	0,9709	0,9430	0,9325

Fecha inicio	Fecha final	CNP Sulzer	CNP Man	Verdun	Tumbes Nva	Tumbes LM	Dolores 1-7	Taparachi	Bellavista	Tintaya	Chilina TV2	Chilina TV3	Chilina CC	Chilina D	caiana	mollendo 1
22-12-2001	28-12-2001	0,9096	0,9096	0,8630	0,8658	0,8658	0,7927	0,9308	1,0360	0,8913	0,9965	0,9985	0,9965	0,9965	0,9851	0,9586
22-12-2001	28-12-2001	1,0877	1,0877	1,1115	1,1128	1,1128	0,8241	0,9374	1,0311	0,9105	0,9905	0,9905	0,9905	0,9905	0,9848	0,9614
22-12-2001	28-12-2001	1,1869	1,1869	1,2199	1,2214	1,2214	0,8353	0,9500	1,0321	0,9271	1,0009	1,0009	1,0009	1,0009	0,9921	0,9745
29-12-2001	4-1-2002	0,8896	0,8896	0,8442	0,8489	0,8489	0,7983	0,9382	1,0420	0,8961	1,0016	1,0016	1,0016	1,0016	0,9889	0,9625
29-12-2001	4-1-2002	1,0397	1,0397	1,0430	1,0443	1,0443	0,8145	0,9333	1,0394	0,9038	0,9963	0,9963	0,9963	0,9963	0,9850	0,9609
29-12-2001	4-1-2002	1,1180	1,1180	1,1455	1,1471	1,1471	0,8399	0,9546	1,0408	0,9296	1,0155	1,0155	1,0155	1,0155	1,0003	0,9820
5-1-2002	11-1-2002	0,9266	0,9266	0,8824	0,8853	0,8853	0,7178	0,8322	1,0445	0,8075	0,9045	0,9045	0,9045	0,9045	0,8813	0,8732
5-1-2002	11-1-2002	1,0299	1,0299	1,0649	1,0668	1,0668	0,7589	0,8523	1,0548	0,8354	0,9244	0,9244	0,9244	0,9244	0,9028	0,8919
5-1-2002	11-1-2002	1,0351	1,0351	1,0671	1,0690	1,0690	0,7460	0,8917	1,0553	0,8715	0,9651	0,9651	0,9651	0,9651	0,9484	0,9359
12-1-2002	18-1-2002	0,8721	0,8721	0,8280	0,8307	0,8307	0,7474	0,8785	1,0555	0,8312	0,9466	0,9466	0,9466	0,9466	0,9181	0,9078
12-1-2002	18-1-2002	0,9158	0,9158	0,8840	0,8658	0,8658	0,7210	0,8554	1,0612	0,8179	0,9393	0,9393	0,9393	0,9393	0,9043	0,8950
12-1-2002	18-1-2002	1,0294	1,0294	1,0603	1,0622	1,0622	0,7297	0,8641	1,0583	0,8307	0,9451	0,9451	0,9451	0,9451	0,9104	0,9077
19-1-2002	25-1-2002	0,8992	0,8992	0,8589	0,8617	0,8617	0,7709	0,8967	1,0526	0,8567	0,9610	0,9610	0,9610	0,9610	0,9344	0,9245
19-1-2002	25-1-2002	0,8944	0,8944	0,8434	0,8449	0,8449	0,7450	0,8792	1,0683	0,8458	0,9627	0,9627	0,9627	0,9627	0,9303	0,9214
19-1-2002	25-1-2002	1,0349	1,0349	1,0677	1,0696	1,0696	0,7475	0,8922	1,0595	0,8580	0,9710	0,9710	0,9710	0,9710	0,9368	0,9321
26-1-2002	1-2-2002	0,9106	0,9106	0,8701	0,8729	0,8729	0,7874	0,8989	1,0442	0,8571	0,9590	0,9590	0,9590	0,9590	0,9354	0,9252
26-1-2002	1-2-2002	1,0235	1,0235	1,0474	1,0494	1,0494	0,7475	0,8772	1,0591	0,8440	0,9717	0,9717	0,9717	0,9717	0,9306	0,9215
26-1-2002	1-2-2002	1,0758	1,0758	1,1118	1,1140	1,1140	0,7839	0,9065	1,0515	0,8709	0,9864	0,9864	0,9864	0,9864	0,9532	0,9453
2-2-2002	8-2-2002	0,8800	0,8800	0,8399	0,8427	0,8427	0,7802	0,8868	1,0509	0,8487	0,9512	0,9512	0,9512	0,9512	0,9251	0,9169
2-2-2002	8-2-2002	0,8870	0,8870	0,8390	0,8406	0,8406	0,7435	0,8797	1,0675	0,8447	0,9748	0,9748	0,9748	0,9748	0,9329	0,9243
2-2-2002	8-2-2002	1,0514	1,0514	1,0922	1,0943	1,0943	0,7382	0,8820	1,0538	0,8521	0,9681	0,9681	0,9681	0,9681	0,9302	0,9272
9-2-2002	15-2-2002	0,9136	0,9136	0,8701	0,8730	0,8730	0,7205	0,8544	1,0451	0,8037	0,9284	0,9284	0,9284	0,9284	0,8875	0,8856
9-2-2002	15-2-2002	0,9979	0,9979	0,9838	0,9856	0,9856	0,7397	0,8456	1,0637	0,8107	0,9377	0,9377	0,9377	0,9377	0,8941	0,8862
9-2-2002	15-2-2002	1,0924	1,0924	1,1295	1,1316	1,1316	0,7444	0,8934	1,0556	0,8524	0,9840	0,9840	0,9840	0,9840	0,9430	0,9340
16-2-2002	22-2-2002	1,0191	1,0191	1,0524	1,0550	1,0550	0,6994	0,8294	1,0477	0,7812	0,8972	0,8972	0,8972	0,8972	0,8854	0,8645
16-2-2002	22-2-2002	1,0243	1,0243	1,0634	1,0677	1,0677	0,8834	0,8185	1,0678	0,7764	0,8902	0,8902	0,8902	0,8902	0,8687	0,8630
16-2-2002	22-2-2002	1,0561	1,0561	1,0958	1,0982	1,0982	0,7480	0,8790	1,0627	0,6403	0,9443	0,9443	0,9443	0,9443	0,9282	0,9192
23-2-2002	1-3-2002	1,0459	1,0459	1,0766	1,0790	1,0790	0,8800	0,8134	1,0419	0,7638	0,8753	0,8753	0,8753	0,8753	0,8494	0,8486
23-2-2002	1-3-2002	1,0845	1,0845	1,1115	1,1196	1,1196	0,8659	0,8051	1,0597	0,7579	0,8715	0,8715	0,8715	0,8715	0,8554	0,8474
23-2-2002	1-3-2002	1,1608	1,1608	1,2002	1,2024	1,2024	0,7042	0,8404	1,0543	0,7959	0,8909	0,8909	0,8909	0,8909	0,8854	0,8759
2-3-2002	8-3-2002	1,0227	1,0227	1,0547	1,0569	1,0569	0,7424	0,8972	1,0490	0,8322	0,9505	0,9505	0,9505	0,9505	0,9347	0,9191
2-3-2002	8-3-2002	1,0485	1,0485	1,0889	1,0913	1,0913	0,7661	0,8968	1,0638	0,8422	0,9527	0,9527	0,9527	0,9527	0,9481	0,9242
2-3-2002	8-3-2002	1,1502	1,1502	1,1904	1,1928	1,1928	0,7529	0,8844	1,0551	0,8371	0,9331	0,9331	0,9331	0,9331	0,9338	0,9167
9-3-2002	15-3-2002	0,8830	0,8830	0,8202	0,8229	0,8229	0,6851	0,8219	1,0516	0,7723	0,8821	0,8821	0,8821	0,8821	0,8689	0,8610
9-3-2002	15-3-2002	0,9909	0,9909	1,0279	1,0301	1,0301	0,7049	0,8528	1,0659	0,8014	0,9084	0,9084	0,9084	0,9084	0,9087	0,8926
9-3-2002	15-3-2002	1,0787	1,0787	1,1131	1,1152	1,1152	0,7006	0,8586	1,0542	0,8095	0,9058	0,9058	0,9058	0,9058	0,9110	0,9002
16-3-2002	22-3-2002	0,8731	0,8731	0,8314	0,8343	0,8343	0,8749	0,8146	1,0758	0,7660	0,8882	0,8882	0,8882	0,8882	0,8634	0,8558
16-3-2002	22-3-2002	0,9935	0,9935	1,0289	1,0363	1,0363	0,8629	0,8156	1,0736	0,7711	0,8714	0,8714	0,8714	0,8714	0,8773	0,8658
16-3-2002	22-3-2002	1,0053	1,0053	1,0351	1,0388	1,0388	0,8596	0,8968	1,0702	0,8118	0,9045	0,9045	0,9045	0,9045	0,9229	0,9063
23-3-2002	29-3-2002	0,8815	0,8815	0,8610	0,8640	0,8640	0,7562	0,9222	1,0675	0,8506	0,9647	0,9647	0,9647	0,9647	0,9724	0,9439
23-3-2002	29-3-2002	1,0789	1,0789	1,1192	1,1283	1,1283	0,7825	0,9204	1,0500	0,8688	0,9470	0,9470	0,9470	0,9470	0,9713	0,9413
23-3-2002	29-3-2002	1,2396	1,2396	1,2739	1,2757	1,2757	0,7735	0,9171	1,0564	0,8692	0,9375	0,9375	0,9375	0,9375	0,9873	0,9432
30-3-2002	5-4-2002	0,8983	0,8983	0,8771	0,8802	0,8802	0,7583	0,8901	1,0670	0,8481	0,9207	0,9207	0,9207	0,9207	0,9139	0,9011
30-3-2002	5-4-2002	1,0095	1,0095	1,0496	1,0519	1,0519	0,7775	0,9279	1,0642	0,8800	0,9470	0,9470	0,9470	0,9470	0,9618	0,9386
30-3-2002	5-4-2002	1,1855	1,1855	1,2238	1,2260	1,2260	0,7802	0,9204	1,0627	0,8778	0,9366	0,9366	0,9366	0,9366	0,9550	0,9369
6-4-2002	12-4-2002	0,9269	0,9269	0,9243	0,9275	0,9275	0,7653	0,8948	1,0653	0,8510	0,9282	0,9282	0,9282	0,9282	0,9173	0,9046
6-4-2002	12-4-2002	0,9952	0,9952	1,0365	1,0387	1,0387	0,7764	0,9299	1,0635	0,8807	0,9569	0,9569	0,9569	0,9569	0,9632	0,9399
6-4-2002	12-4-2002	1,1928	1,1928	1,2291	1,2311	1,2311	0,7704	0,9244	1,0602	0,8781	0,9472	0,9472	0,9472	0,9472	0,9577	0,9384

Fecha inicio	Fecha final	CNP Suizer	CNP Man	Verdun	Tumbes Nva	Tumbes LM	Dolores 1-7	Taparachi	Bellavista	Tintaya	Chillina TV2	Chillina TV3	Chillina CC	Chillina D	calana	mollendo 1
13-4-2002	19-4-2002	0,8875	0,8875	0,8850	0,8874	0,8874	0,6920	0,8409	1,0500	0,7880	0,8820	0,8820	0,8820	0,8820	0,8832	0,8738
13-4-2002	19-4-2002	0,9118	0,9118	0,9305	0,9316	0,9316	0,7357	0,8909	1,0598	0,8364	0,9238	0,9238	0,9238	0,9238	0,9408	0,9201
13-4-2002	19-4-2002	0,9912	0,9912	0,9980	0,9984	0,9984	0,7301	0,8788	1,0650	0,8288	0,9034	0,9034	0,9034	0,9034	0,9274	0,9121
20-4-2002	26-4-2002	0,9126	0,9126	0,9337	0,9362	0,9362	0,6970	0,8439	1,0446	0,7911	0,8861	0,8861	0,8861	0,8861	0,8853	0,8780
20-4-2002	26-4-2002	0,9321	0,9321	0,9548	0,9580	0,9560	0,7468	0,8936	1,0576	0,8401	0,9246	0,9246	0,9246	0,9246	0,9435	0,9213
20-4-2002	26-4-2002	1,0044	1,0044	1,0115	1,0119	1,0119	0,7153	0,8703	1,0820	0,8198	0,8961	0,8961	0,8961	0,8961	0,9211	0,9051
27-4-2002	3-5-2002	0,8599	0,8599	0,8530	0,8552	0,8552	0,7670	0,9365	1,0460	0,8688	0,9664	0,9664	0,9664	0,9664	0,9803	0,9526
27-4-2002	3-5-2002	1,0220	1,0220	1,0397	1,0408	1,0406	0,7574	0,9209	1,0501	0,8623	0,9432	0,9432	0,9432	0,9432	0,9743	0,9456
27-4-2002	3-5-2002	1,1067	1,1067	1,1114	1,1114	1,1114	0,7711	0,9247	1,0592	0,8720	0,9382	0,9382	0,9382	0,9382	0,9743	0,9495

Fecha inicio	Fecha final	mollendo 2	Ilo TV2	Ilo TV3	Ilo TV4	Ilo D	Ilo TG1	Ilo TG2	Ilo TVC1	Moquegua D	S.Rafael	SHO-cummins
1-5-2001	4-5-2001	0,9625	0,9728	0,9726	0,9726	0,9837	0,9778	0,9776	0,9623	1,1758	0,8004	1,0159
1-5-2001	4-5-2001	0,9609	0,9733	0,9733	0,9733	0,9831	0,9767	0,9767	0,9578	1,0728	0,8232	1,0208
1-5-2001	4-5-2001	0,9820	0,9955	0,9955	0,9955	1,0058	0,9989	0,9989	0,9792	1,0973	0,8493	1,0198
5-5-2001	11-5-2001	0,9582	0,9621	0,9621	0,9621	0,9715	0,9698	0,9698	0,9600	1,1963	0,7980	1,0582
5-5-2001	11-5-2001	0,9731	1,0046	1,0046	1,0046	1,0119	1,0097	1,0097	0,9864	1,1108	0,8277	1,0617
5-5-2001	11-5-2001	0,9635	0,9971	0,9971	0,9971	1,0044	1,0022	1,0022	0,9798	1,1044	0,7919	1,0537
12-5-2001	18-5-2001	0,9082	0,9174	0,9174	0,9174	0,9255	0,9231	0,9231	0,8765	1,1233	0,7101	1,0215
12-5-2001	18-5-2001	0,9144	0,9306	0,9306	0,9306	0,9363	0,9361	0,9361	0,9052	1,0216	0,6828	1,0263
12-5-2001	18-5-2001	0,9291	0,9498	0,9498	0,9498	0,9575	0,9541	0,9541	0,9295	1,0434	0,6727	1,0174
19-5-2001	25-5-2001	0,8980	0,9099	0,9099	0,9099	0,9217	0,9159	0,9159	0,6795	1,1228	0,6770	1,0600
19-5-2001	25-5-2001	0,9085	0,9300	0,9300	0,9300	0,9411	0,9349	0,9349	0,9036	1,0275	0,6557	1,0586
19-5-2001	25-5-2001	0,9050	0,9249	0,9249	0,9249	0,9352	0,9288	0,9288	0,9001	1,0214	0,6408	1,0549
26-5-2001	1-6-2001	0,8712	0,8726	0,8726	0,8726	0,8830	0,8774	0,8774	0,8410	1,0694	0,6411	1,0556
28-5-2001	1-6-2001	0,8738	0,8819	0,8819	0,8819	0,8916	0,8858	0,8858	0,8515	0,9718	0,8245	1,0545
28-5-2001	1-6-2001	0,9132	0,9310	0,9310	0,9310	0,9408	0,9344	0,9344	0,9084	1,0265	0,7196	1,0520
2-6-2001	8-6-2001	0,8973	0,9041	0,9041	0,9041	0,9146	0,9087	0,9087	0,8770	1,1094	0,6629	1,0606
2-6-2001	8-6-2001	0,8962	0,9078	0,9078	0,9078	0,9175	0,9115	0,9115	0,8806	0,9998	0,6718	1,0526
2-6-2001	8-6-2001	0,8994	0,9160	0,9160	0,9160	0,9258	0,9195	0,9195	0,8926	1,0104	0,6975	1,0525
9-6-2001	15-6-2001	0,8791	0,8849	0,8849	0,8849	0,8919	0,8860	0,8860	0,8485	1,0968	0,6878	1,0542
9-6-2001	15-6-2001	0,8596	0,8698	0,8698	0,8698	0,8765	0,8706	0,8706	0,8326	0,9605	0,6786	1,0543
9-6-2001	15-6-2001	0,8833	0,8978	0,8978	0,8978	0,9044	0,8983	0,8983	0,8655	0,9901	0,7308	1,0511
18-6-2001	22-6-2001	0,9005	0,9098	0,9098	0,9098	0,9145	0,9097	0,9097	0,8757	1,1171	0,7805	1,0531
18-6-2001	22-6-2001	0,8831	0,8935	0,8935	0,8935	0,8991	0,8936	0,8936	0,8564	0,9831	0,7680	1,0563
18-6-2001	22-6-2001	0,8674	0,8777	0,8777	0,8777	0,8832	0,8777	0,8777	0,8415	0,9670	0,7880	1,0523
23-6-2001	29-6-2001	0,8781	0,8740	0,8740	0,8740	0,8776	0,8759	0,8759	0,8478	1,0787	0,7422	1,0602
23-6-2001	29-6-2001	0,8593	0,8464	0,8464	0,8464	0,8509	0,8481	0,8481	0,8299	0,9481	0,7392	1,0605
23-6-2001	29-6-2001	0,8629	0,8657	0,8657	0,8657	0,8694	0,8670	0,8670	0,8358	0,9587	0,7915	1,0625
30-6-2001	6-7-2001	0,9073	0,9059	0,9059	0,9059	0,9144	0,9105	0,9105	0,9238	1,1425	0,7474	1,0587
30-6-2001	6-7-2001	0,9117	0,9154	0,9154	0,9154	0,9236	0,9190	0,9190	0,9150	1,0309	0,7888	1,0570
30-6-2001	6-7-2001	0,9057	0,9171	0,9171	0,9171	0,9250	0,9205	0,9205	0,9179	1,0232	0,8300	1,0508
7-7-2001	13-7-2001	0,9365	0,9378	0,9378	0,9378	0,9512	0,9450	0,9450	1,0000	1,2063	0,7526	1,0533
7-7-2001	13-7-2001	0,9641	0,9845	0,9845	0,9845	0,9964	0,9899	0,9899	1,0000	1,1137	0,8385	1,0535
7-7-2001	13-7-2001	0,9484	0,9685	0,9685	0,9685	0,9806	0,9741	0,9741	1,0000	1,0876	0,8684	1,0392
14-7-2001	20-7-2001	0,9320	0,9247	0,9247	0,9247	0,9366	0,9347	0,9347	1,0000	1,0614	0,8227	1,0533
14-7-2001	20-7-2001	0,9570	0,9765	0,9765	0,9765	0,9835	0,9805	0,9805	1,0000	1,0728	0,8805	1,0537
14-7-2001	20-7-2001	0,9492	0,9751	0,9751	0,9751	0,9822	0,9798	0,9798	1,0000	1,0725	0,8898	1,0487
21-7-2001	27-7-2001	0,9280	0,9108	0,9108	0,9108	0,9225	0,9208	0,9208	0,9556	1,1007	0,7967	1,0542
21-7-2001	27-7-2001	0,9586	0,9729	0,9729	0,9729	0,9800	0,9788	0,9788	0,9788	1,0721	0,8778	1,0468
21-7-2001	27-7-2001	0,9508	0,9687	0,9687	0,9687	0,9758	0,9725	0,9725	0,9748	1,0697	0,8878	1,0475
28-7-2001	3-8-2001	0,9240	0,8970	0,8970	0,8970	0,9083	0,9064	0,9064	0,9111	1,1399	0,7708	1,0550
28-7-2001	3-8-2001	0,9601	0,9692	0,9692	0,9692	0,9765	0,9731	0,9731	0,9575	1,0714	0,8752	1,0400
28-7-2001	3-8-2001	0,9525	0,9622	0,9622	0,9622	0,9694	0,9653	0,9653	0,9496	1,0668	0,8857	1,0463
4-8-2001	10-8-2001	0,8874	0,8491	0,8491	0,8491	0,8654	0,8599	0,8599	0,8785	1,0902	0,7362	1,0184
4-8-2001	10-8-2001	0,9108	0,8847	0,8847	0,8847	0,9005	0,8948	0,8948	0,9016	1,0047	0,7650	1,0209
4-8-2001	10-8-2001	0,9149	0,8936	0,8936	0,8936	0,9091	0,9030	0,9030	0,9068	1,0161	0,8346	1,0233
11-8-2001	17-8-2001	0,9137	0,8901	0,8901	0,8901	0,9026	0,8986	0,8986	0,9045	1,1264	0,7394	1,0521
11-8-2001	17-8-2001	0,9357	0,9323	0,9323	0,9323	0,9411	0,9354	0,9354	0,9331	1,0399	0,8032	1,0515
11-8-2001	17-8-2001	0,9262	0,9213	0,9213	0,9213	0,9309	0,9260	0,9260	0,9217	1,0298	0,8446	1,0577
18-8-2001	24-8-2001	0,9050	0,8746	0,8746	0,8746	0,8870	0,8844	0,8844	0,8939	1,1190	0,7632	1,0526
18-8-2001	24-8-2001	0,9397	0,9374	0,9374	0,9374	0,9466	0,9425	0,9425	0,9391	1,0514	0,8337	1,0522
18-8-2001	24-8-2001	0,9299	0,9282	0,9282	0,9282	0,9378	0,9334	0,9334	0,9275	1,0416	0,8688	1,0545

Fecha inicio	Fecha final	moliendo 2	Ilo TV2	Ilo TV3	Ilo TV4	Ilo D	Ilo TG1	Ilo TG2	Ilo TVC1	Moquegua D	S.Rafael	SHO-cummins
25-8-2001	31-8-2001	0,8964	0,8590	0,8590	0,8590	0,8713	0,8703	0,8703	0,8833	1,1117	0,7870	1,0532
25-8-2001	31-8-2001	0,9437	0,9428	0,9428	0,9428	0,9521	0,9495	0,9495	0,9451	1,0629	0,8641	1,0529
25-8-2001	31-8-2001	0,9336	0,9351	0,9351	0,9351	0,9446	0,9409	0,9409	0,9333	1,0535	0,8930	1,0512
1-9-2001	7-9-2001	0,8954	0,8574	0,8574	0,8574	0,8685	0,8692	0,8692	0,8823	1,1100	0,7834	1,0521
1-9-2001	7-9-2001	0,9243	0,9168	0,9168	0,9168	0,9246	0,9239	0,9239	0,9221	1,0359	0,8395	1,0543
1-9-2001	7-9-2001	0,9210	0,9208	0,9208	0,9208	0,9303	0,9270	0,9270	0,9211	1,0389	0,8630	1,0526
8-9-2001	14-9-2001	0,8944	0,8558	0,8558	0,8558	0,8656	0,8680	0,8680	0,6613	1,1084	0,7797	1,0510
8-9-2001	14-9-2001	0,9049	0,8911	0,8911	0,8911	0,8970	0,8983	0,8983	0,8992	1,0089	0,8148	1,0556
8-9-2001	14-9-2001	0,9085	0,9065	0,9065	0,9065	0,9159	0,9130	0,9130	0,9088	1,0244	0,8330	1,0539
15-9-2001	21-9-2001	0,9239	0,9067	0,9087	0,9067	0,9174	0,9194	0,9194	0,9222	1,1646	0,8081	1,0166
15-9-2001	21-9-2001	0,9522	0,9667	0,9667	0,9667	0,9762	0,9738	0,9738	0,9620	1,0840	0,8732	1,0213
15-9-2001	21-9-2001	0,9375	0,9527	0,9527	0,9527	0,9622	0,9583	0,9583	0,9449	1,0694	0,8728	1,0180
22-9-2001	28-9-2001	0,9227	0,8973	0,8973	0,8973	0,9077	0,9098	0,9098	0,9102	1,1503	0,8107	1,0506
22-9-2001	28-9-2001	0,9470	0,9289	0,9289	0,9289	0,9387	0,9399	0,9399	0,9380	1,0521	0,8610	1,0682
22-9-2001	28-9-2001	0,9517	0,9382	0,9382	0,9382	0,9460	0,9454	0,9454	0,9398	1,0633	0,8977	1,0536
29-9-2001	5-10-2001	0,9109	0,8780	0,8780	0,8780	0,8906	0,8895	0,8895	0,8961	1,1337	0,7944	1,0519
29-9-2001	5-10-2001	0,9396	0,9121	0,9121	0,9121	0,9250	0,9229	0,9229	0,9268	1,0396	0,8423	1,0695
29-9-2001	5-10-2001	0,9449	0,9263	0,9263	0,9263	0,9378	0,9345	0,9345	0,9322	1,0506	0,8794	1,0559
6-10-2001	12-10-2001	0,8984	0,8520	0,8520	0,8520	0,8643	0,8641	0,8641	0,8822	1,1159	0,7834	1,0513
6-10-2001	12-10-2001	0,9386	0,9135	0,9135	0,9135	0,9261	0,9239	0,9239	0,9266	1,0403	0,8414	1,0675
6-10-2001	12-10-2001	0,9611	0,9521	0,9521	0,9521	0,9616	0,9577	0,9577	0,9494	1,0715	0,8945	1,0542
13-10-2001	19-10-2001	0,8951	0,8699	0,8699	0,8699	0,8621	0,8825	0,8825	0,8715	1,1122	0,7772	1,0497
13-10-2001	19-10-2001	0,9275	0,9183	0,9183	0,9183	0,9284	0,9273	0,9273	0,9155	1,0231	0,8208	1,0647
13-10-2001	19-10-2001	0,9449	0,9421	0,9421	0,9421	0,9515	0,9493	0,9493	0,9348	1,0550	0,8739	1,0539
20-10-2001	26-10-2001	0,8893	0,8738	0,8738	0,8738	0,8826	0,8826	0,8826	0,6460	1,1058	0,7596	1,0498
20-10-2001	26-10-2001	0,8997	0,8878	0,8878	0,8878	0,8968	0,8980	0,8980	0,8648	0,9953	0,7751	1,0649
20-10-2001	26-10-2001	0,8694	0,8570	0,8570	0,8570	0,8656	0,8639	0,8639	0,8318	0,9603	0,7510	1,0584
27-10-2001	2-11-2001	0,9022	0,8971	0,8971	0,8971	0,8978	0,8972	0,8972	0,8664	1,1194	0,7783	1,0501
27-10-2001	2-11-2001	0,9090	0,9059	0,9059	0,9059	0,9077	0,9060	0,9060	0,8787	1,0041	0,8047	1,0612
27-10-2001	2-11-2001	0,9221	0,9198	0,9198	0,9198	0,9225	0,9199	0,9199	0,8916	1,0211	0,8438	1,0637
3-11-2001	9-11-2001	0,9009	0,8947	0,8947	0,8947	0,8945	0,8948	0,8948	0,8624	1,0877	0,7637	1,0538
3-11-2001	9-11-2001	0,9179	0,9137	0,9137	0,9137	0,9153	0,9137	0,9137	0,8835	1,0136	0,7816	1,0637
3-11-2001	9-11-2001	0,9213	0,9192	0,9192	0,9192	0,9219	0,9193	0,9193	0,8923	1,0125	0,8425	1,0538
10-11-2001	16-11-2001	0,8770	0,8680	0,8680	0,8680	0,8749	0,8748	0,8748	0,8317	1,0609	0,7225	1,0517
10-11-2001	16-11-2001	0,9357	0,9341	0,9341	0,9341	0,9414	0,9393	0,9393	0,9040	1,0375	0,8210	1,0634
10-11-2001	16-11-2001	0,8995	0,8970	0,8970	0,8970	0,9042	0,9022	0,9022	0,8672	0,9830	0,7427	1,0540
17-11-2001	23-11-2001	0,8986	0,8905	0,8905	0,8905	0,8976	0,8975	0,8975	0,8562	1,0872	0,7373	1,0627
17-11-2001	23-11-2001	0,9171	0,9129	0,9129	0,9129	0,9200	0,9166	0,9166	0,8601	1,0182	0,7515	1,0899
17-11-2001	23-11-2001	0,8997	0,8961	0,8961	0,8961	0,9032	0,9015	0,9015	0,8641	0,9824	0,7350	1,0851
24-11-2001	30-11-2001	0,8858	0,8763	0,8763	0,8763	0,8833	0,8832	0,8832	0,8392	1,0578	0,7286	1,0533
24-11-2001	30-11-2001	0,8785	0,8737	0,8737	0,8737	0,8806	0,8795	0,8795	0,8407	0,9648	0,7278	1,1046
24-11-2001	30-11-2001	0,9018	0,8990	0,8990	0,8990	0,9062	0,9044	0,9044	0,8686	0,9855	0,7331	1,0899
1-12-2001	7-12-2001	0,9538	0,9458	0,9458	0,9458	0,9618	0,9559	0,9559	0,9511	1,1650	0,7908	1,0535
1-12-2001	7-12-2001	0,9595	0,9692	0,9692	0,9692	0,9809	0,9747	0,9747	0,9615	1,0800	0,7830	1,0925
1-12-2001	7-12-2001	0,9885	0,9783	0,9783	0,9783	0,9901	0,9834	0,9834	0,9689	1,0811	0,7864	1,0869
8-12-2001	14-12-2001	0,9533	0,9459	0,9459	0,9459	0,9608	0,9549	0,9549	0,9489	1,1301	0,7916	1,0160
8-12-2001	14-12-2001	0,9606	0,9695	0,9695	0,9695	0,9793	0,9750	0,9750	0,9622	1,0803	0,7845	1,0220
8-12-2001	14-12-2001	0,9638	0,9735	0,9735	0,9735	0,9832	0,9783	0,9783	0,9636	1,0751	0,7850	1,0204
15-12-2001	21-12-2001	0,8783	0,8885	0,8885	0,8885	0,8801	0,8747	0,8747	0,8282	1,0669	0,7200	1,0067
15-12-2001	21-12-2001	0,9001	0,8972	0,8972	0,8972	0,9085	0,9027	0,9027	0,8660	1,0002	0,7419	1,0134
15-12-2001	21-12-2001	0,9325	0,9349	0,9349	0,9349	0,9459	0,9395	0,9395	0,9136	1,0410	0,7868	1,0159

Fecha inicio	Fecha final	mollendo 2	Ilo TV2	Ilo TV3	Ilo TV4	Ilo D	Ilo TG1	Ilo TG2	Ilo TVC1	Moquegua D	S.Rafael	SHO-cummins
22-12-2001	28-12-2001	0,9586	0,9652	0,9652	0,9652	0,9729	0,9719	0,9719	0,9591	1,1565	0,7947	1,0152
22-12-2001	28-12-2001	0,9614	0,9710	0,9710	0,9710	0,9785	0,9754	0,9754	0,9575	1,0644	0,8414	1,0186
22-12-2001	28-12-2001	0,9745	0,9851	0,9851	0,9851	0,9929	0,9896	0,9896	0,9712	1,0793	0,8574	1,0180
29-12-2001	4-1-2002	0,9625	0,9728	0,9726	0,9726	0,9837	0,9778	0,9776	0,9823	1,1756	0,8004	1,0159
29-12-2001	4-1-2002	0,9809	0,9733	0,9733	0,9733	0,9831	0,9787	0,9787	0,9578	1,0728	0,8232	1,0208
29-12-2001	4-1-2002	0,9820	0,9955	0,9955	0,9955	1,0058	0,9989	0,9989	0,9792	1,0973	0,8493	1,0198
5-1-2002	11-1-2002	0,8732	0,8855	0,8855	0,8855	0,8765	0,8711	0,8711	0,8231	1,0475	0,7138	1,0700
5-1-2002	11-1-2002	0,8919	0,8906	0,8906	0,8906	0,9009	0,8951	0,8951	0,8551	0,9829	0,7483	1,1081
5-1-2002	11-1-2002	0,9359	0,9411	0,9411	0,9411	0,9519	0,9455	0,9455	0,9181	1,0382	0,7592	1,0897
12-1-2002	18-1-2002	0,9078	0,9064	0,9064	0,9064	0,9120	0,9065	0,9065	0,8586	1,1024	0,7483	1,0581
12-1-2002	16-1-2002	0,8950	0,8951	0,8951	0,8951	0,9008	0,8951	0,8951	0,8468	1,0002	0,7447	1,1037
12-1-2002	16-1-2002	0,9077	0,9084	0,9084	0,9084	0,9146	0,9085	0,9085	0,8628	1,0055	0,7493	1,0869
19-1-2002	25-1-2002	0,9245	0,9181	0,9181	0,9181	0,9239	0,9182	0,9182	0,8752	1,1222	0,7791	1,0681
19-1-2002	25-1-2002	0,9214	0,9217	0,9217	0,9217	0,9277	0,9218	0,9218	0,8728	1,0300	0,7627	1,0910
19-1-2002	25-1-2002	0,9321	0,9345	0,9345	0,9345	0,9410	0,9346	0,9346	0,8925	1,0356	0,7640	1,0862
26-1-2002	1-2-2002	0,9252	0,9240	0,9240	0,9240	0,9298	0,9241	0,9241	0,8772	1,1110	0,7803	1,0585
26-1-2002	1-2-2002	0,9215	0,9219	0,9219	0,9219	0,9278	0,9219	0,9219	0,8703	1,0311	0,7610	1,0823
26-1-2002	1-2-2002	0,9453	0,9510	0,9510	0,9510	0,9575	0,9510	0,9510	0,9167	1,0533	0,7881	1,0887
2-2-2002	8-2-2002	0,9189	0,9045	0,9045	0,9045	0,9102	0,9046	0,9046	0,8667	1,0962	0,7707	1,0608
2-2-2002	8-2-2002	0,9243	0,9238	0,9238	0,9238	0,9284	0,9235	0,9235	0,8737	1,0338	0,7596	1,0922
2-2-2002	8-2-2002	0,9272	0,9284	0,9284	0,9284	0,9347	0,9284	0,9284	0,8839	1,0280	0,7627	1,0811
9-2-2002	15-2-2002	0,8856	0,8864	0,8864	0,8864	0,8859	0,8864	0,8864	0,8363	1,0802	0,7214	1,0560
9-2-2002	15-2-2002	0,8862	0,8873	0,8873	0,8873	0,8878	0,8874	0,8874	0,8382	1,0001	0,7297	1,0657
9-2-2002	15-2-2002	0,9340	0,9410	0,9410	0,9410	0,9429	0,9410	0,9410	0,9103	1,0520	0,7880	1,0887
16-2-2002	22-2-2002	0,8845	0,8653	0,8653	0,8653	0,8647	0,8654	0,8654	0,8159	1,0561	0,7054	1,0507
16-2-2002	22-2-2002	0,8630	0,8640	0,8640	0,8640	0,8639	0,8641	0,8641	0,8151	0,9658	0,6945	1,0872
16-2-2002	22-2-2002	0,9192	0,9266	0,9266	0,9266	0,9286	0,9266	0,9266	0,8979	1,0254	0,7562	1,0959
23-2-2002	1-3-2002	0,8486	0,8499	0,8499	0,8499	0,8488	0,8500	0,8500	0,8002	1,0366	0,6870	1,0501
23-2-2002	1-3-2002	0,8474	0,8510	0,8510	0,8510	0,8507	0,8510	0,8510	0,8071	0,9518	0,8808	1,0684
23-2-2002	1-3-2002	0,8759	0,8843	0,8843	0,8843	0,8859	0,8844	0,8844	0,8578	0,9787	0,7324	1,0759
2-3-2002	8-3-2002	0,9191	0,9250	0,9250	0,9250	0,9252	0,9251	0,9251	0,9195	1,1417	0,7527	1,0556
2-3-2002	8-3-2002	0,9242	0,9414	0,9414	0,9414	0,9420	0,9414	0,9414	0,9265	1,0516	0,7658	1,1002
2-3-2002	8-3-2002	0,9167	0,9323	0,9323	0,9323	0,9342	0,9324	0,9324	0,9168	1,0320	0,7595	1,0970
9-3-2002	15-3-2002	0,8610	0,8542	0,8542	0,8542	0,8536	0,8543	0,8543	0,8114	1,0443	0,6971	1,0643
9-3-2002	15-3-2002	0,8926	0,9042	0,9042	0,9042	0,9048	0,9043	0,9043	0,8672	1,0092	0,7236	1,0976
9-3-2002	15-3-2002	0,9002	0,9138	0,9138	0,9138	0,9150	0,9139	0,9139	0,8837	1,0018	0,7333	1,0917
16-3-2002	22-3-2002	0,8558	0,8481	0,8481	0,8481	0,8475	0,8482	0,8482	0,8099	1,0140	0,6928	1,0609
16-3-2002	22-3-2002	0,8658	0,8718	0,8718	0,8718	0,8715	0,8719	0,8719	0,8269	0,9554	0,6940	1,0768
16-3-2002	22-3-2002	0,9063	0,9214	0,9214	0,9214	0,9214	0,9215	0,9215	0,8938	1,0006	0,7307	1,0766
23-3-2002	29-3-2002	0,9439	0,9662	0,9662	0,9662	0,9665	0,9663	0,9663	0,9521	1,1584	0,7759	1,0550
23-3-2002	29-3-2002	0,9413	0,9637	0,9637	0,9637	0,9649	0,9638	0,9638	0,9481	1,0549	0,8194	1,0719
23-3-2002	29-3-2002	0,9432	0,9660	0,9660	0,9660	0,9667	0,9661	0,9661	0,9501	1,0399	0,8172	1,0608
30-3-2002	5-4-2002	0,9011	0,9081	0,9081	0,9061	0,9073	0,9062	0,9062	0,8581	1,0844	0,8292	1,0671
30-3-2002	5-4-2002	0,9386	0,9550	0,9550	0,9550	0,9568	0,9551	0,9551	0,9269	1,0538	0,8655	1,0691
30-3-2002	5-4-2002	0,9369	0,9527	0,9527	0,9527	0,9541	0,9528	0,9528	0,9243	1,0342	0,8569	1,0877
6-4-2002	12-4-2002	0,9046	0,9087	0,9087	0,9087	0,9147	0,9087	0,9087	0,8763	1,0911	0,8344	1,0622
6-4-2002	12-4-2002	0,9399	0,9554	0,9554	0,9554	0,9618	0,9555	0,9555	0,9343	1,0517	0,8667	1,0712
6-4-2002	12-4-2002	0,9384	0,9542	0,9542	0,9542	0,9606	0,9543	0,9543	0,9319	1,0447	0,8639	1,0821

Fecha inicio	Fecha final	molido 2	ilo TV2	ilo TV3	ilo TV4	ilo D	ilo TG1	ilo TG2	ilo TVC1	Moquegua D	S.Refael	SHO-cummins
13-4-2002	19-4-2002	0,8738	0,8737	0,8737	0,8737	0,8800	0,8798	0,8798	0,8454	1,0249	0,7157	1,0620
13-4-2002	19-4-2002	0,9201	0,9329	0,9329	0,9329	0,9395	0,9383	0,9383	0,9151	1,0171	0,7711	1,0703
13-4-2002	19-4-2002	0,9121	0,9244	0,9244	0,9244	0,9310	0,9299	0,9299	0,9067	1,0001	0,7549	1,0884
20-4-2002	26-4-2002	0,8760	0,8755	0,8755	0,8755	0,8667	0,8810	0,8610	0,8472	1,0237	0,7167	1,0622
20-4-2002	26-4-2002	0,9213	0,9347	0,9347	0,9347	0,9455	0,9394	0,9394	0,9170	1,0253	0,7723	1,0710
20-4-2002	26-4-2002	0,9051	0,9181	0,9181	0,9181	0,9290	0,9229	0,9229	0,9004	0,9846	0,7472	1,0901
27-4-2002	3-5-2002	0,9526	0,9709	0,9709	0,9709	0,9821	0,9755	0,9755	0,9558	1,1551	0,7944	1,0587
27-4-2002	3-5-2002	0,9456	0,9662	0,9662	0,9662	0,9774	0,9710	0,9710	0,9528	1,0534	0,7984	1,0618
27-4-2002	3-5-2002	0,9495	0,9712	0,9712	0,9712	0,9625	0,9760	0,9760	0,9564	1,0418	0,8118	1,0838

ANEXO J
REMUNERACIÓN POR POTENCIA

REMUNERACION POR POTENCIA

1. POR QUE SE REMUNERA LA POTENCIA

Según la teoría de tarificación al costo marginal, aplicada en el negocio eléctrico esta debe cubrir los costos totales de los productores, sin embargo se puede demostrar que esta afirmación no es correcta, puesto que la última unidad despachada solo recuperará su costo marginal, a diferencia de las unidades que la antecedieron que recuperaron su costo marginal (costo variable) y además obtuvieron ganancias adicionales dadas por la diferencia de costos de ellas respecto al costo variable de la unidad marginal (la última despachada).

De lo anterior concluye que la tarificación a costo marginal permite recuperar los costos totales de producción, incluso de la unidad "marginal", pero esta última al no obtener ninguna ganancia no cubrirá los costos de capacidad (costo de inversión de esta planta).

2. EL COSTO DE LA CAPACIDAD

Para explicar como se determina el costo de la capacidad se debe de revisar la formulación de la teoría de la tarificación al costo marginal, que se brinda brevemente a continuación.

- **LA TARIFICACION AL COSTO MARGINAL:**

El precio unitario debe ser igual al costo de producción de una unidad suplementaria, o aun a la economía que se realizaría si se renunciara a producir la última unidad suministrada

Bajo la hipótesis de régimen permanente de la oferta y la demanda; y cuando las instalaciones están adaptadas a la demanda, la venta al costo marginal remunera no solo los gastos de explotación, sino también el desarrollo de las instalaciones. El costo marginal no es entonces necesariamente igual al costo parcial de explotación (costo de producción) como se cree a menudo, sino que también incluirá el costo de la capacidad necesaria para atender a la demanda máxima.

Luego, la tarificación de las demandas de punta, requiere de una metodología para determinar los gastos (inversiones) por potencia. En este sentido, se explica a continuación el desarrollo de la fundamentación que ha efectuado Marcel Boiteux respecto al tema.

- **CURVAS DE GASTOS DE CORTO PLAZO**

A la representación del conjunto de gastos necesarios que se debe de incurrir para producir una cantidad "q" durante la unidad de tiempo, se denominara *gastos totales*, si graficamos los gastos totales en función de la cantidad producida "q" se obtendrá la figura N°1.

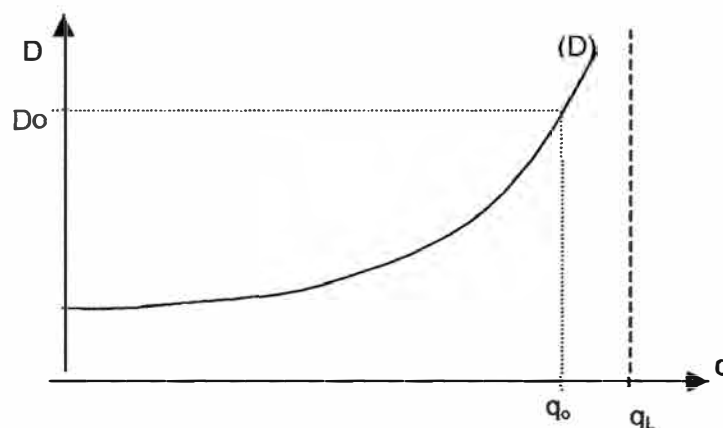
Cuando el despacho solicitado sea q_0 el gasto total será D_0 , si se requiriese una cantidad inferior (un despacho inferior) los gastos son menores dado que los costos que se reducen de q_0 a q al reducir el despacho. Si aumenta el despacho solicitado, los gastos aumentaran en la parte que corresponda al aumento de la cantidad solicitada. La cantidad requerida no podrá sobrepasar un cierto requerimiento limite (q_L) a partir del cual el gasto se vuelve excesivo.

La forma y características de la curva dependerán de la instalación, a cada instalación le corresponderá una capacidad normal q_0 y un requerimiento limite q_L .

La función de gastos totales D puede ser expresada de la siguiente forma:

$D = D(q, q_0)$, donde q_0 es un parámetro característico de la instalación.

Figura N° 1
Curva de gastos totales de una instalación



- **INSTALACION OPTIMA**

A cada instalación le corresponderá una curva de gasto total caracterizada por su producción en régimen normal (q_0), si graficáramos las curvas de gasto total de diversas instalaciones, observaremos que dichas curvas tocan a una envolvente (E), donde los puntos de intersección de estas curvas con la envolvente corresponderán a despacho optimo de cada instalación.

En la figura N° 2 se muestra las curvas de gastos totales para diversas instalaciones y la envolvente de estas curvas.

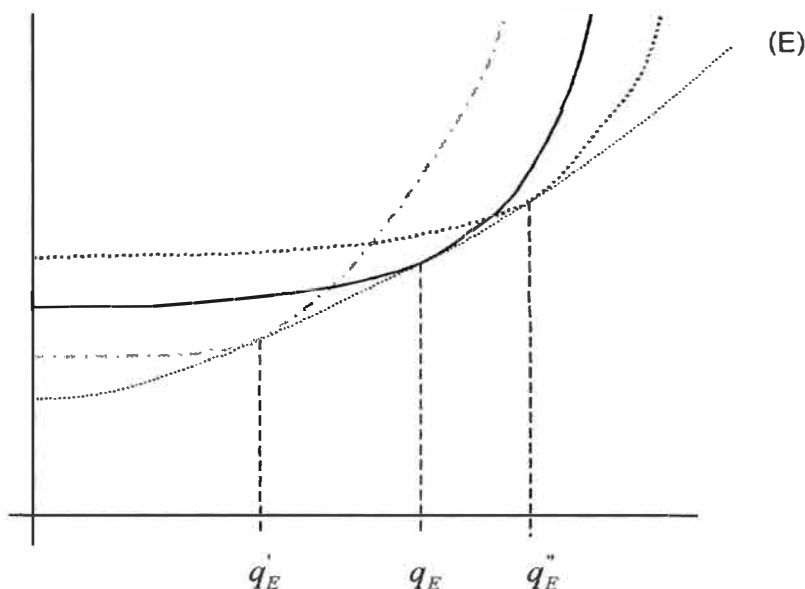
El despacho de una instalación determinada es aquel para el cual su curva de gasto total toca a la envolvente (E). Por lo tanto, el despacho optimo en régimen normal de una instalación corresponderá a aquella que cumpla $q_0=q_E$. Luego se puede establecer que, si a una instalación dada le

corresponde un despacho optimo, inversamente a un despacho dado le corresponde una instalación optima.

Para un requerimiento (despacho) solicitado dado pueden ocurrir las siguientes situaciones:

- Si el despacho solicitado es $q < q_E$, se podrá atender el despacho (q) con un gasto menor reduciendo el tamaño de las instalaciones.
- Si ahora el despacho solicitado es $q = q'_E$, la instalación que produce este despacho y toca a la envolvente (E) en q'_E es aquella que tiene la curva D' .
- Si el despacho solicitado es ahora $q = q''_E$, la instalación que produce este despacho con un menor gasto total es aquella que tiene la curva D'' .

Figura N° 2
Curvas de gasto total para diversas instalaciones
y la envolvente de estas curvas



• CURVA DE GASTOS DE LARGO PLAZO

De lo visto anteriormente para una demanda dada q existirá una instalación óptima que la atiende, al variar la demanda deberá también variar el tamaño de la instalación que la atiende; de tal forma que su tamaño (capacidad) de la instalación este en relación con el despacho requerido.

Las curvas de gastos totales de las instalaciones se confundirán con la envolvente (E). La curva (E) atenderá los gastos si el tamaño de las instalaciones es óptimo, esto solo puede ocurrir cuando se produce una lenta variación de la demanda.

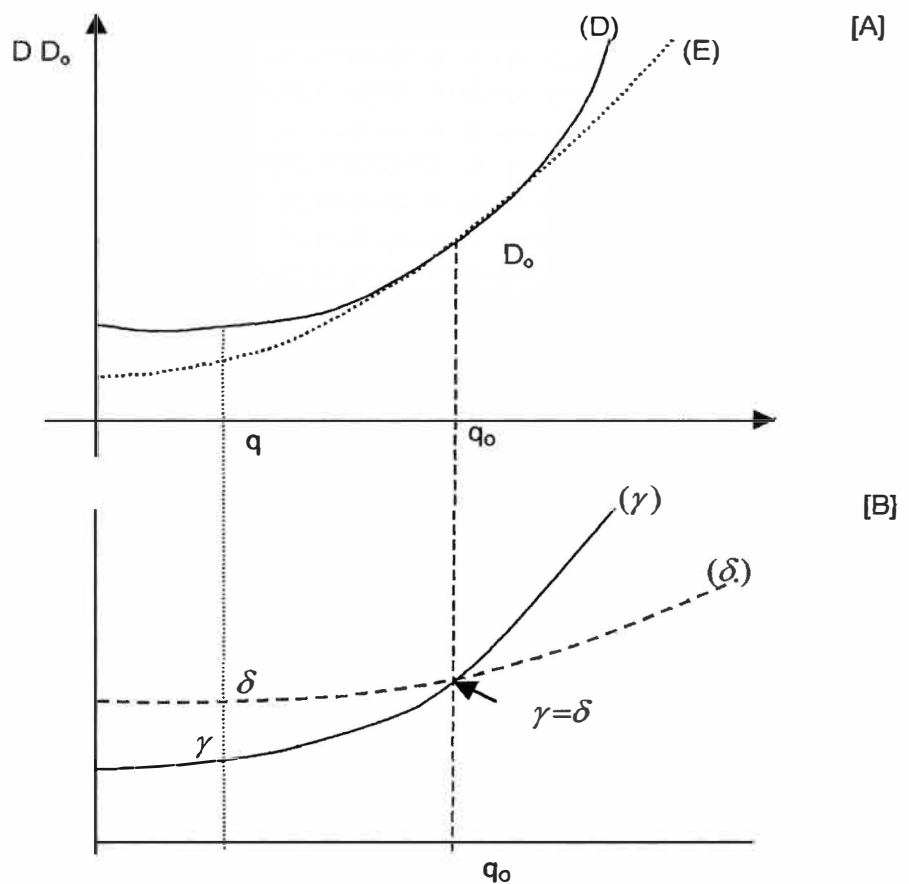
- **COSTOS MARGINALES DE CORTO Y LARGO PLAZO**

El costo marginal de corto plazo (o costo diferencial) se obtiene a partir de la derivada de los gastos respecto a la cantidad producida, y corresponde a la pendiente de la curva de gastos evaluada en un punto q (despacho considerado), se expresa como: $\gamma = \frac{dD}{dq}$.

El costo marginal de largo plazo se define la derivada de la envolvente o curva de gastos de largo plazo (E) con respecto a la cantidad producida en régimen normal q_0 , a este costo marginal también se le conoce como costo de desarrollo y expresa mediante: $\delta = \frac{dD_0}{dq_0}$.

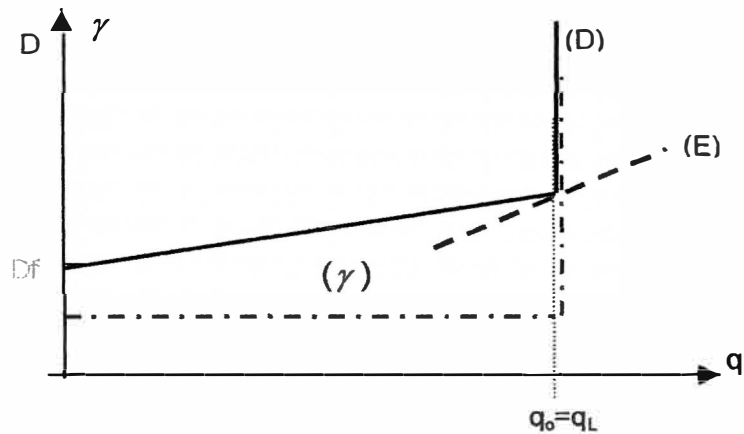
La figura N° 3 permite apreciar como se determinan estos costos marginales.

Figura N° 3
Curvas de costo marginal y de desarrollo obtenidas a partir de las curvas de corto y largo plazo



Las instalaciones reales pueden ser exigidas ligeramente más allá de su límite de diseño, cuando se las despacha sobre su capacidad límite los gastos incurridos serán muy elevados. Las instalaciones para generación de electricidad tienen curvas de gasto total similares a la figura N° 4; donde la tangente de la curva de gastos es prácticamente constante para $q < q_0$, e indeterminada para $q \geq q_0$. Se puede observar que el costo marginal de corto plazo para este tipo de instalaciones será también aproximadamente constante.

Figura N° 4
Curva de gastos totales y costo marginal de costo plazo



La curva de costos de desarrollo cortará a la curva de costos marginales de corto plazo en algún punto de la parte vertical de dicha curva.

- **COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO**

Para la instalación para la instalación de la figura N° 4 un comportamiento lineal, el gasto total se puede formular con la siguiente expresión:

$$D = D_f + w \times q, \text{ para } q < q_0.$$

De donde se obtiene $w = \frac{D - D_f}{q} = \frac{dD}{dq} = \gamma$ "costo marginal de corto plazo"

- **COSTO DE DESARROLLO**

En la fórmula $D = D_f + w \times q$, D_f y w son funciones de q_0 (capacidad en régimen normal).

Por lo tanto $D_f = D_f(q_0)$, es la función que relaciona los gastos referidos a la capacidad de las instalaciones; por lo tanto su derivada representara el costo de desarrollo de las instalaciones.

$$\pi = \frac{dD_0}{dq_0}, \text{ "costo de desarrollo de las instalaciones"}$$

Considerando que para instalaciones del mismo tipo “w” es prácticamente constante cuando del tamaño en régimen normal no tiene mucha variación (cuando las instalaciones están constituidas por centrales térmicas del mismo tipo). Por lo tanto, $w = \text{constante}$.

Entonces si las instalaciones funcionan en régimen normal ($q=q_0$) el costo total D corresponderá al costo óptimo (recordando que a una instalación dada le corresponde un despacho óptimo, inversamente a un despacho dado le debe corresponder una instalación óptima)

Reescribiendo la fórmula del costo total $D_o = D_f(q_o) + w \times q_o$, y derivando respecto a q_o , se obtiene:

$$\frac{dD_o}{dq_o} = \frac{d(D_f + w)}{dq_o} = \frac{dD_f}{dq_o} + w = \delta$$

Como se mostró antes $\frac{dD_o}{dq_o}$ es el costo de desarrollo de las instalaciones, por lo

tanto: $\delta = \pi + w$

El costo de desarrollo (total) de producción es igual a la suma del costo marginal de corto plazo y el costo de desarrollo de las instalaciones.

• RELACION ENTRE LA DEMANDA Y EL PRECIO

La tarificación al costo marginal establece que “un servicio debe ser abastecido si remunera el costo”

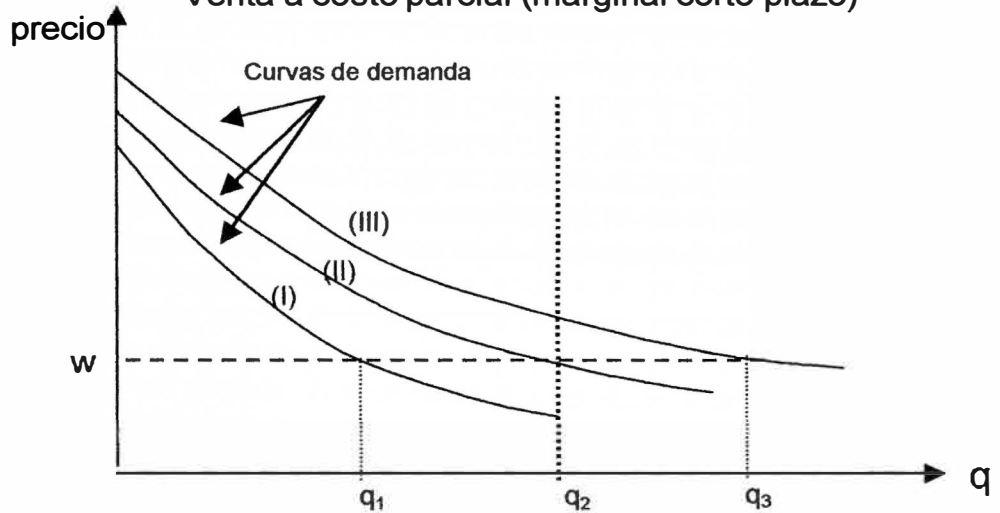
En el caso de una instalación con un costo marginal de corto plazo w y requerimiento normal de capacidad q_0 , que corta a 3 curvas de demanda en diferentes valores de capacidad (ver figura N° 5), se encuentra que:

- Si $q_1 < q_0$, la instalación es excesiva.
- Si $q_2 = q_0$, la instalación está utilizada al máximo (saturada).
- Si $q_3 > q_0$, la instalación es deficitaria (se requiere nuevas instalaciones).

La demanda deberá ser abastecida por instalaciones con un costo igual al costo marginal de corto plazo (costo parcial) igual al de requerimiento normal de la instalación, es decir, la demanda será satisfecha al costo marginal de corto plazo (de producción), en estas condiciones los ingresos solo cubrirán los gastos de explotación (costos de producción).

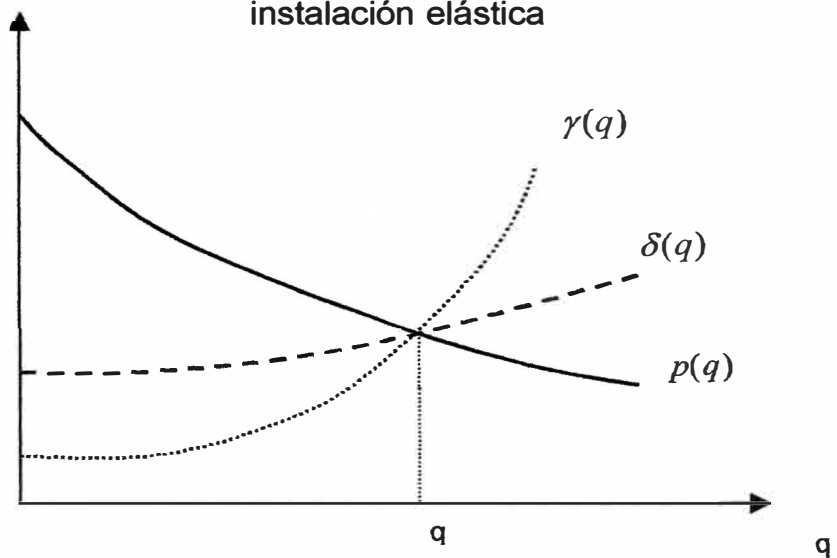
El desarrollo de las instalaciones (nuevas inversiones) es costoso, si estos no intervienen en las tarifas, las instalaciones serán desarrolladas más allá de necesario, conduciendo a una sobre inversión. De lo cual se observa la necesidad de conciliar conceptos de largo plazo y corto plazo.

Figura N° 5
 Determinación de la cantidad despachada en la
 Venta a costo parcial (marginal corto plazo)



La forma más económica de abastecer una demanda q es hacer que las instalaciones se ajusten o adapten a una determinada demanda, para esto el tamaño de las instalaciones deberá ser aquel en el cual su costo marginal de corto plazo γ y el costo de desarrollo δ sean iguales. Para verificar esta adaptación de tarificación al costo marginal se requiere que el precio sean igual al costo marginal de corto plazo (de producción) e igual al costo de desarrollo, como se puede apreciar en la figura N° 6, que corresponde al caso de una instalación elástica (es decir que esta puede producir mas allá de su capacidad normal).

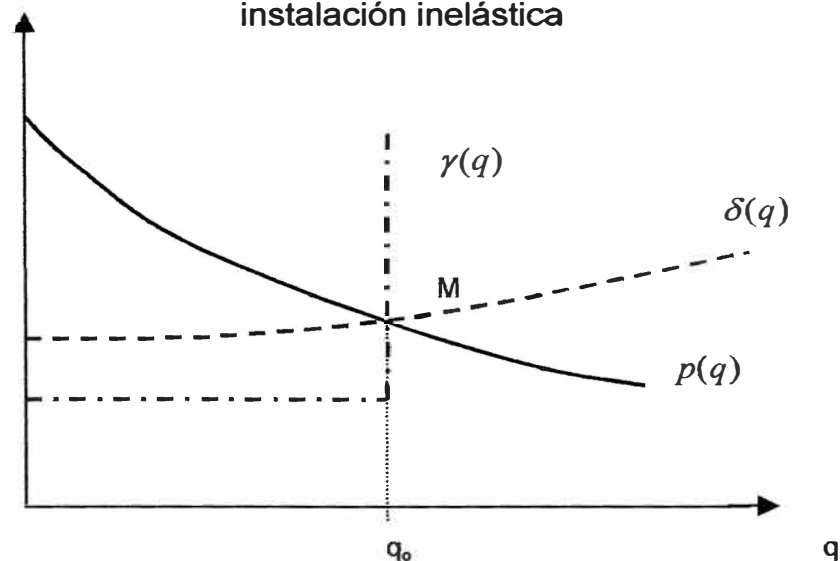
Figura N° 6
 Determinación del tamaño óptimo de una
 instalación elástica



Cuando se tiene en cuenta una política de inversión, la curva de costo marginal de corto plazo ya no se define en relación a la instalación, sino se debe considerar que el precio debe ser igual al costo de capacidad $p = \delta$, que corresponde la punto de intersección de la curva de costo marginal de largo plazo y la curva de demanda. Elegida la capacidad, a esta le corresponderá un costo marginal de corto plazo (de producción) $\gamma(q)$ y por lo tanto el precio $p = \delta$.

Si la demanda se incrementa en dq , para satisfacer el incremento será necesario sobrecargar las instalaciones existentes a un costo $dD = \gamma dq$. Si se pudiese incrementar el tamaño de las instalaciones al nuevo requerimiento de la demanda este costo sería $dD_o = \delta dq$. El incremento de la satisfacción $p dq$ es igual al costo $dD = \gamma dq$, obtenido de forzar a las instalaciones o al costo $dD_o = \delta dq$ resultante de un aumento en el tamaño de las instalaciones, con lo cual queda en evidencia que la tarificación al costo marginal de corto plazo es también una tarificación a largo plazo.

Figura N° 7
Determinación del tamaño óptimo de una instalación inelástica



En la figura N° 7 la capacidad óptima que abastecerá la demanda estará dada por la intersección de la curva de demanda y la curva de costos de largo plazo (δ); punto M). A este tamaño de instalación le corresponderá una curva de costo marginal de corto plazo (γ).

Anteriormente se vio que $\delta = \pi + w$, y que además $p = \gamma = \delta$ que caracteriza el caso óptimo, con lo cual se establece: $p = \pi + w$

Las instalaciones "adaptadas" la tarifa al costo marginal de corto plazo remunera a la vez los costos de explotación (producción de energía) y los correspondientes a costos de desarrollo de las instalaciones (capacidad o potencia).

En el caso de que se busque incrementar la producción en el largo plazo, el costo marginal de largo plazo corresponderá al costo de desarrollo, que se explica a continuación:

- **COSTO DE DESARROLLO DE LAS INSTALACIONES**

Si aumentamos la capacidad de las instalaciones en Δq , la capacidad de producción también aumentara en los años siguientes, pasando de su nivel actual a:

- Δq_1 , en el primer año
- ..
- ...
- Δq_n , en el "n"esimo año

Las inversiones o gastos efectuados para alcanzar este aumento de la producción son:

- Gastos debidos a la ampliación de la capacidad: D_1, D_2, \dots, D_n , distribuidos en los "n" años.
- Gastos adicionales de explotación, originados por el aumento de la producción Δq afectado del costo unitario (c_p).

El valor actual de los gastos futuros originados por el aumento de la capacidad será:

$$D_0 = \sum \frac{D_n + c_p \Delta q_p}{(1+i)^n},$$

Si existe un costo "x" tal, que si cada año una unidad de producción adicional tenga tal costo ("x"), los gastos futuros serían iguales en valor actual a D_0 :

$$x \sum \frac{\Delta q_p}{(1+i)^n} = D_0$$

De lo cual se deduce que "x" es el costo marginal de desarrollo y dependerá de la alternativa tecnología utilizada para incrementar el tamaño de la instalación.

3. COSTO DE LA POTENCIA EN EL PERU (SEIN)

En el Perú la capacidad se remunera por medio de un cargo a la potencia en horas de punta (periodo de tiempo en el cual ocurre la máxima demanda) y su forma de cálculo se encuentra normada en el artículo N° 126 del Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas, que a la letra dice:

“Artículo 126°.- La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, así como el Precio Básico de la Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:

I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo.

Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;

II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho Costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;

III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;

IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;

V) Se determinan los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita

de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y

VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.

b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:

I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.

II) El monto de la Inversión será determinado considerando:

1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,

2) El costo de instalación y conexión al sistema.

III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

La Comisión definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.”

Se puede notar en este artículo no se menciona como se determina el tamaño, ni el tipo del generador a ser considerado; el OSINERG-GART

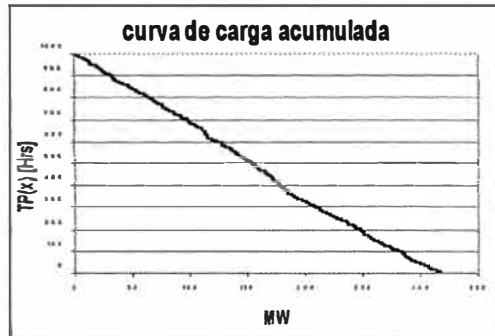
considera que el tipo de unidad más apropiado para atender la demanda en horas de punta corresponde a una Turbogas y el tamaño de la misma es determinado a la fecha, escogiendo aquella unidad que produzca el menor costo de operación, mantenimiento, racionamiento y de inversión, y que cubra la demanda de la curva de carga anual de las 1000 horas de mayor demanda.

- **DETERMINACION DEL TAMAÑO DE LA UNIDAD DE PUNTA**
El OSINERG-GART ha resuelto que para determinar el tamaño de la unidad de generación con la cual se establece el precio de la potencia de punta, se seleccione a aquella unidad que tenga el menor costo de operación, mantenimiento, racionamiento y de inversión en un periodo de 4 años, considerando los siguientes criterios:
 - La demanda a ser atendida corresponda a las curva de carga anual de las 1000 horas de mayor demanda.
 - Se considera solo el uso de unidades turbogas de un mismo tamaño en el periodo de evaluación.
 - La inversión se determina considerando un periodo de 20 años.

Para la determinación del costo de operación y racionamiento se utiliza la metodología de despacho probabilística, cuyo resultado determina la energía despachada y la no atendida (racionamiento), la cual se valoriza al costo variable y de racionamiento respectivamente.

A continuación se muestra esquemáticamente como se determina el costo de operación y racionamiento:

Transformación de la curva de duración de carga de las 1000 horas de mayor demanda a curva de carga acumulada

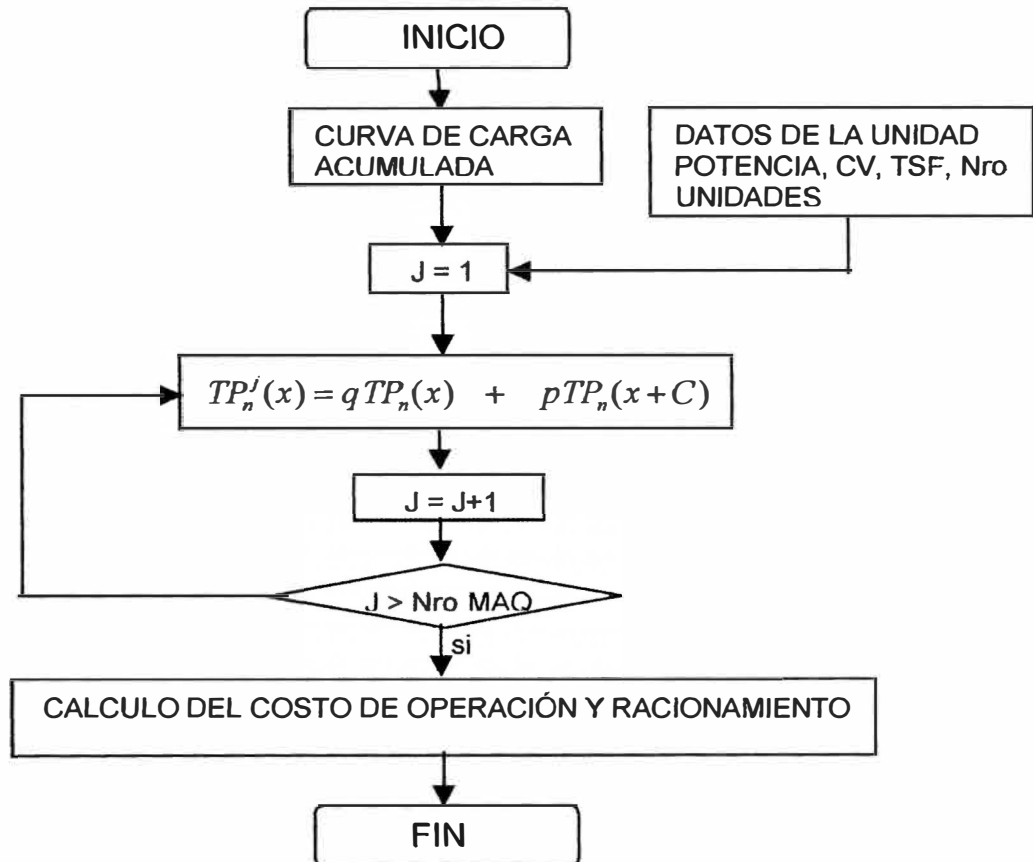


- El despacho que se efectúa para cada año del periodo considerado, se hace según el esquema mostrado en la figura N° 8.

Una vez determinados los costos de operación de las diversas unidades de generación consideradas se adiciona la correspondiente anualidad de la inversión y se selecciona la unidad que tenga el menor costo total.

Con esta unidad se determina el precio de la potencia de punta considerando los diversos costos que se señala en el artículo N° 126 del Reglamento de la Ley.

Figura N° 8



Donde: q es la tasa de indisponibilidad fortuita y $p=1-q$

Una vez determinados los costo de operación, mantenimiento y racionamiento de las diversas unidades de generación consideradas se adiciona la correspondiente anualidad de la inversión y se selecciona la unidad que tenga el menor costo total.

Con esta unidad se determina el precio de la potencia de punta considerando los diversos costos que se señala en el Artículo 126° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Este cargo tarifario es de aplicación a todos los usuarios con tarifa regulada y con ella se consigue remunerar los costos de capacidad (inversión) de los generadores.

Dado que este cargo es recaudado por la empresas distribuidoras y es pagado a los generadores que tienen contrato con estas, deberá existir un mecanismo por el cual esta recaudación sea transferida a todos los generadores integrantes a tengan derecho a renumerar capacidad (potencia). La normatividad prevé este mecanismo por medio de las transferencias de potencia.

4. REMUNERACION DE LA POTENCIA DE LOS GENERADORES

Como se menciona anteriormente el cargo por potencia (capacidad) es fijado a los usuarios regulados, el procedimiento mediante el cual los generadores reenumeran por capacidad en función a su potencia firme se establece en las transferencias mensuales de potencia que efectúa el COES. A continuación se describirá brevemente la forma como se efectúan dichas transferencias:

- El monto de dinero que va remunerar a la capacidad de los generadores se calcula considerando la recaudación de los clientes regulados y de los libres en el cuarto de hora de máxima demanda a nivel de generación del mes.
- Este monto de dinero calculado se denomina “egreso por compra de potencia” y es descompuesto a su vez en 2 partes, la primera se denominado Ingreso Garantizado por Potencia Firme (IGPF) y la segunda parte denominada Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPG). El Ministerio de Energía y Minas fija el porcentaje que se asignará al IAPG y el IGPF se obtiene por diferencia, entre lo recaudado y el primer concepto.
- El cálculo del IGPF considera las potencias firmes de las unidades generadoras. Las unidades y la magnitud de potencia que remunerarán dependerán de el margen de reserva y de los costos variables. En el Reglamento (artículo 111) y Procedimiento N° 27 del COES explicitan este cálculo.
- Los IAPG se calculan en función de la potencia que generan las unidades, que se valoriza al precio de la potencia de barra donde genera la unidad, afectada del Factor de Distribución Horario del precio de potencia. Este factor que el MEM establece, viene a ser parámetro que permite distribuir el precio de la potencia de punta a otras del día, según el tipo de día (laborable o no laborable) y de acuerdo a la estación (avenida o estiaje).
- Las transferencias por potencia se determinan como la diferencia del Ingreso por potencia de un generador (que viene a ser la suma de su Ingreso Garantizado por Potencia Firme y su Ingreso Adicional por Potencia Generada) menos el egreso del generador (egreso por compra de potencia al sistema). Los generadores con saldos negativos pagaran dicha cantidad a todos los integrantes con saldo positivo.

5. LA REMUNERACIÓN DE LA POTENCIA EN OTROS PAISES

En un mercado de competencia donde los participantes comercializan energía, es necesario que todos compartan los gastos que implican atender la demanda en todo momento, por lo tanto si un integrante no puede generar suficiente energía (o potencia) para atender a una determinada demanda, otro integrante u otros integrantes lo harán. El integrante deberá generar o pagar la energía (o potencia) que comercializa.

El pago por la capacidad es el mecanismo por el cual se obliga a que los integrantes que participan en un mercado dispongan o paguen por uso de la capacidad para atender a la demanda.

Un procedimiento para el pago de la capacidad deberá tener por lo menos las siguientes características:

- Que se base en principios técnicos y económicos.
- Que sea transparente y objetivo; es decir que sea simple y sus resultados predecibles para que los integrantes puedan tomar decisiones.
- Que tenga en cuenta las características tecnológicas de las instalaciones que conforman el sistema eléctrico.
- Que el resultado económico del procedimiento no produzca distorsiones ni interfiera en el desarrollo del mercado y que permita se tengan niveles de reserva y disponibilidad adecuados.

Las dos formas de remuneración de la capacidad que se utilizan son:

a. Con requerimiento de capacidad:

Se tiene un cargo explícito por capacidad con precios regulados. Coexisten 2 mercados uno de energía y otro de capacidad, independientes en reglas y precios.

Los integrantes deben demostrar con anticipación que cuentan con capacidad instalada y disponible para cubrir la demanda prevista en condiciones críticas, con el nivel pretendido de reserva.

El regulador deberá establecer las siguientes premisas:

- Que tipo de capacidad es la adecuada
- Que la capacidad que debe proveer cada integrante sea la suficiente.
- Que la ubicación de unidad sea la más apropiada.
- Que existan mecanismos claros para imponer penalidades si la capacidad no es entregada cuando es requerida (capacidad indisponible).

Para lograr que el mercado provea suficiente capacidad, se necesitan definir las siguientes reglas.

- Determinar un precio tope para el monto a pagar por los consumidores.
- Cada unidad de generación tendrá derecho a recibir una porción del cargo total por capacidad de acuerdo a una asignación predeterminada.
- Forma de pago de la capacidad por los consumidores.

b. Con precio de energía/capacidad:

Incluye un pago por la capacidad en los precios del mercado: A través de ofertas de precios, se permite que los precios aumenten en periodos de escasez para cubrir los costos fijos.

En esta modalidad se debe de asegurar que los integrantes que toman energía del sistema en periodos críticos (alta demanda, baja hidráulica, etc), paguen un precio alto a los integrantes que aporten esta energía. El pago puede provenir a partir de un solo precio (monómico), dos precios separados, uno para la energía y otro para la capacidad. Se debe proveer un mecanismo que produzca altos precios cuando la capacidad es escasa en relación a la demanda.

En los periodos en los que la capacidad es abundante los precios deben ser reducidos, de esta forma se limita que se produzca un equipamiento que no tenga correspondencia con la demanda.

El principio básico de este sistema es que la remuneración por energía por medio de los precios spot sea suficiente para compensar los costos totales de generación. De esta forma el precio aumenta cuando la reserva es escasa en relación a la demanda (aumenta la demanda el precio aumenta) y disminuye cuando la reserva aumenta (el precio disminuye cuando disminuye la demanda). Se incentiva la inversión en generación que cubra la punta y aumenta la disponibilidad en las horas de máximo requerimiento de la demanda.

Normalmente se emplean 2 metodologías para poder conseguir precios variables en función de la demanda:

- Utilizar la probabilidad de falla (LOLP), en cada hora se calcula el riesgo de no satisfacer la demanda, evaluada en términos de energía no suministrada ante contingencias en el sistema. Se requiere un valor regulado para el costo de energía a ser suministrado.
- Otra forma consiste en agregar a la oferta “maquinas de falla” que representan el riesgo de no atender la demanda. Estas unidades tienen un costo variable regulado relacionado con el precio de la energía no suministrada.

El principal punto discrepante de estas metodologías es que el precio de la energía no servida la define el Regulador.

BIBLIOGRAFIA

1. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS, DL N° 25844 publicada el 19.11.1992 y LEY N° 26980 publicada el 27.09.1998.
2. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS, DS-009-93 publicada el 25.02.1993.
3. COES-SICN, INFORME "SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONOMICO DEL PROYECTO DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS EN LO REFERENTE AL PAGO POR CAPACIDAD", Febrero 1999.
4. GMORLAT-F.BESSIERE, VINGT-CINQ ANS D'ECONOMIE ELECTRIQUE, eds 1971.
5. R. LEFTWICH Sistema de Precios y Asignación de Recursos, Editorial Interamericana, 1987.
6. YVES ALBOUY, ANALISIS DE COSTOS MARGINALES Y DISEÑO DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD YAGUA, Banco Interamericano de Desarrollo 1983.
7. PUTNAM, HAYES & BARTLETT INC. El pago de la capacidad en el Perú, informe para la cte, 1998.
8. ALLEN J. WOOD POWER GENERATION OPERATION AND CONTROL, Wiley-Intersciencie 1996.
9. Power Generation Operation an Control, Allen J. Wood.